

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

*На правах рукописи*

МУРАВЬЕВ ДМИТРИЙ ИГОРЕВИЧ

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ФОТО-ДИЗЕЛЬНАЯ СИСТЕМА  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ**

Специальность: 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание учёной степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук,  
профессор Лукутин Б.В.

ТОМСК – 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>4</b>
<b>1. ИССЛЕДОВАНИЕ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ.....</b>	<b>11</b>
1.1    Современные тренды развития электроэнергетических систем .....	11
1.2    Тенденции развития автономных систем электроснабжения в России .....	17
1.3    Аналитический обзор существующих схем автономных систем электроснабжения на постоянном токе.....	23
1.4    Концепция электрического сопряжения фотоэлектрических и дизельных электрических станций на постоянном токе.....	30
1.5    Выводы по первой главе .....	32
<b>2. ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ФОТОДИЗЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ.....</b>	<b>33</b>
2.1    Сравнительный анализ методов оптимизации и расчётных комплексов для автономных систем электроснабжения.....	33
2.2    Преимущества и недостатки программных комплексов. Выбор среды имитационного моделирования. ....	38
2.3    Моделирование режимов работы дизель-генераторной установки выпрямительного типа в MATLAB/Simulink.....	41
2.4    Математическое описание и модель фотоэлектрической системы в MATLAB/Simulink 49	49
2.5    Построение математической модели прихода инсоляции и температуры окружающей среды в MATLAB/Simulink .....	52
2.6    Моделирование системы накопления электрической энергии в MATLAB/Simulink.....	57
2.7    Моделирование потребителя электрической энергии в MATLAB/Simulink .....	60
2.8    Выводы по второй главе .....	61

<b>3. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ ФОТОДИЗЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ .....</b>	<b>64</b>
3.1 Анализ рабочих режимов дизельной системы электроснабжения и обоснование методов повышения её энергоэффективности.....	64
3.2 Требования к формированию энергоэффективных режимов работы фотодизельных систем электроснабжения на постоянном токе .....	70
3.3 Разработка алгоритмов управления режимами работы фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе.....	75
3.4 Выводы по третьей главе .....	82
<b>4. ТЕСТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ И АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ .....</b>	<b>84</b>
4.1 Выбор и оценка технико-экономических характеристик тестовых систем электроснабжения .....	84
4.2 Исследование разработанной фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе проведением численного эксперимента по разработанным компьютерным моделям в MATLAB/Simulink/Stateflow .....	92
4.3 Технико-экономическое обоснование использования фотодизельных систем электроснабжения на постоянном токе.....	108
4.4 Выводы по четвёртой главе .....	114
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>116</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>119</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** В мире широко практикуется интеграция различных видов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с системой накопления электроэнергии (СНЭЭ), в состав автономного электротехнического комплекса электроснабжения на дизель-генераторных установках (ДГУ). В настоящее время чаще интегрируются фотоэлектрические станции (ФЭС) благодаря хорошим эксплуатационным характеристикам и стабильно снижающейся стоимости. Получаемые автономные фото-дизельные электроэнергетические системы (ФДЭС) переменного тока обладают набором известных технических, экономических и экологических преимуществ, обосновывающих их использование для электроснабжения объектов, не имеющих доступа к централизованной электроэнергетической системе. Подобными маломощными объектами (единицы-десятки кВт) являются нефтегазовые и горнодобывающие предприятия, малочисленные населённые пункты, вахтовые жилые посёлки, метеорологические станции, базовые вышки сотовой связи и т.п. В качестве главного положительного эффекта от использования ФДЭС является экономия дизельного топлива за счёт замещения части электрической энергии ДГУ фотоэлектрической генерацией.

Обычно, электрическим узлом сопряжения ФЭС для взаимодействия на переменном токе с ДГУ является сетевой (гибридный) инвертор. Однако, превышение фотоэлектрической выработки свыше допустимого уровня в определённые временные интервалы ведёт к необходимости ограничения выходной мощности ФЭС. Причиной мощностного лимита ФЭС относительно ДГУ является соблюдение условия устойчивой работы сетевого инвертора. Обычно рекомендуемая величина установленной мощности ФЭС, работающей параллельно с ДГУ, не должна превышать 30–40% от суммарной генерации. Для повышения энергоэффективности ФДЭС, вся доступная энергия ФЭС должна потребляться нагрузкой, при балансе генерируемой и потребляемой электроэнергии в автономной системе электроснабжения. Следует отметить, что характерной эксплуатационной особенностью большинства ДГУ не только в России, но и в мире, является значительный уровень морального устаревания и физического износа дизельных двигателей, что снижает их технико-экономические характеристики. Удельный расход условного топлива на полезный отпуск электроэнергии на объектах «малой генерации» в России составляет в среднем 476 г.у.т./кВт·ч. В то же время

реальной возможности отказаться от ДГУ без снижения надёжности и критерия гарантированного электроснабжения нет.

Таким образом, для развития общей теории электротехнических комплексов автономного электроснабжения, изучения их системных свойств и связей компонентов с целью улучшения технико-экономических характеристик ФДЭС актуально пересмотреть использование классической топологии переменного тока в таких системах электроснабжения в пользу топологии ФДЭС на постоянном токе.

Комплекс решений рассматриваемой научно-технической задачи должен обосновываться разработкой концепции структурного взаимодействия между компонентами ФДЭС на постоянном токе, разработкой энергоэффективных алгоритмов управления системой на постоянном токе, основывающихся на интеллектуальных подходах принятия решений с целью увеличения вклада ФЭС в общем энергетическом балансе в сравнении с системой на переменном токе. Обоснование должно дополняться разработкой методики оптимизации электротехнического комплекса автономного электроснабжения, направленной на минимизацию эксплуатационных издержек ФДЭС на постоянном токе.

**Степень разработанности темы исследования.** Среди отечественных исследовательских школ по тематике научно-технического обоснования практического применения ВИЭ необходимо отметить работы известных советских и российских учёных Н.И. Воропая, Ж.И. Алфёрова, В.И. Виссарионова, Н.Е. Жуковского и др. Также трудно не оценить весомый вклад работ Е.М. Фатеева в вопросах применения ветроэнергетических установок в составе единой изолированной энергетической системы. Среди иностранных исследователей необходимо отметить А.Т. Elsayed, А.А. Mohamed, О.А. Mohammed, J.J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, J-W. Jung, M. Habib, L.A. Amine, F. Khoucha и др.

На современном этапе фундаментальный вклад в области учёта особенностей организации электроснабжения автономных систем с ВИЭ, обоснованию методик оптимизации комплектного состава и режимов работы принадлежит профессору Б.В. Лукутину и профессору С.Г. Обухову, рассматривавшим, главным образом, ветро-дизельные и фото-дизельные электротехнические комплексы. Среди зарубежных исследований следует выделить авторов R. Duflo-Lopez, José L. Bernal-Agustín, F. Jurado, охвативших масштабный диапазон вопросов оптимизации состава и режимов работы гибридных электротехнических комплексов с ВИЭ, выбора стратегий управления электрической нагрузкой. Вопросы передачи электроэнергии постоянным током были представлены в работах Н.Г. Лозинова, Л.Л. Владимирского, О.В. Сулова, Э.А.-З

Джендубаева и А.-З.Р. Джендубаева, J. Partanen, T. Kaipia, J. Karppanen, A. Narayanan, A. Mattsson и др.

Однако, проработанность темы исследования остаётся неисчерпанной: не полностью изучены вопросы учёта влияния массива разнообразных неконтролируемых внешних воздействий на эффективность генерируемой электрической энергии от ФЭС; почти не затрагиваются аспекты определения оптимальной ёмкости СНЭЭ в составе ФДЭС с целью минимизации суммарных эксплуатационных издержек; не решён ряд вопросов энергоэффективного управления генерирующими источниками и накопителями энергии в составе ФДЭС на постоянном токе; не в полной мере раскрыты аспекты увеличения вклада возобновляемого энергоносителя в общий энергетический баланс автономной системы электроснабжения (АСЭС).

Создание перспективной ФДЭС постоянного тока, способной увеличить долю фотоэлектрической генерации относительно ДГУ по сравнению с аналогичной системой переменного тока, требует разработки оптимальной структуры взаимодействия энергетического оборудования и алгоритмов управления процессами преобразования и распределения энергии в АСЭС, обеспечивающих высокую энергетическую эффективность рассматриваемого электротехнического комплекса, что определило цель и задачи данной работы.

**Объект исследования** – автономный электротехнический комплекс электроснабжения на постоянном токе с фото-дизельным энергоисточником и системой аккумулирования электроэнергии.

**Предмет исследования** – параметрический синтез и оптимизация автономного фото-дизельного электротехнического комплекса электроснабжения, разработка энергоэффективных алгоритмов управления его рабочими режимами.

**Цель работы** – повышение энергоэффективности автономных фото-дизельных электротехнических комплексов электроснабжения путём оптимизации их состава и режимов работы с использованием интеграции ДГУ и ФЭС на шине постоянного тока.

**Идея работы.** Повышение энергоэффективности автономных фото-дизельных электротехнических комплексов электроснабжения путём оптимизации состава генерирующих источников и накопителей электроэнергии на шине постоянного тока и применением оптимальных алгоритмов управления работой системы.

**Основные задачи исследования:**

1. Проанализировать факторы, влияющие на технико-экономические и экологические показатели работы автономных ДГУ, исследовать распространённые оптимизационные программные комплексы для проектирования гибридных систем электроснабжения с участием ВИЭ, изучить режимы работы гибридных комплексов, определить пути повышения их энергоэффективности.

2. Провести сравнительный анализ современного состояния автономных гибридных энергокомплексов на переменном и постоянном токах, учитывая климатические и географические условия функционирования объекта исследования на территории России, разработать концепцию структурного взаимодействия ФЭС, СНЭЭ и ДГУ на постоянном токе, учитывая временные масштабы протекающих процессов.

3. Разработать компьютерные модели компонентов и ФДЭС постоянного тока в комплексе, отражающие процессы преобразования и распределения потоков энергии, с целью анализа и оптимизации энергетических характеристик автономного электротехнического комплекса.

4. Разработать энергоэффективные алгоритмы управления рабочими режимами генерирующих и аккумулирующих энергоустановок. Изучить применяемые алгоритмы управления ДГУ и разработать имитационную модель управления подачей топлива ДГУ в связке с накопителем электроэнергии на шине постоянного тока.

5. Провести численные инженерные эксперименты, подтверждающие эффективность методики оптимизации параметров ФДЭС постоянного тока и разработанных алгоритмов управления.

6. Обосновать увеличение энергетического вклада ФЭС в автономную дизель-генераторную сеть постоянного тока по сравнению с сетью переменного тока, а также инвестиционную привлекательность предлагаемого электротехнического комплекса.

#### **Научная новизна:**

1. Разработаны энергоэффективные алгоритмы управления дизель-генераторной установкой, фото-электрической станцией и системой накопления электрической энергии в автономной системе электроснабжения, отличающиеся интеллектуальным подходом к принятию решения по управлению энергетическим балансом фото-дизельных электротехнических систем на постоянном токе с результатом максимизации вклада фото-электрической станции до 50%. Алгоритмы отличаются универсальностью применения на территориях до 66° с.ш., и позволяют учитывать технико-экономические характеристики используемого энергооборудования, а также массивы внешних неконтролируемых воздействий на электротехнический комплекс.

2. Разработана оригинальная математическая и компьютерная модель фото-дизельной электротехнической системы постоянного тока, отличающаяся возможностью проведения оптимизации установленных мощностей генерирующих и аккумулирующих источников электроэнергии, по критерию минимизации эксплуатационных затрат. Отличительной чертой разработки является модельно-ориентированный анализ данных технической спецификации дизель-генераторной установки, позволяющий получать внешне-скоростные и мощностные характеристики агрегата малой мощности для систем постоянного тока. Использование разработанной модели позволило получить экономию дизельного топлива до 15% в год и уменьшение выбросов в атмосферу на 11%.

3. Обоснована концепция взаимодействия между компонентами ФДЭС на постоянном токе, позволяющая упростить управление энергетическими установками различной физической природы. Концепция взаимодействия отличается разделением на уровни контроля АСЭС с топливным и возобновляемым энергоносителем, с учётом временных характеристик исследуемых процессов.

**Теоретическая значимость работы.** Основные положения и выводы диссертационного исследования вносят определённый вклад в дальнейшее развитие теории электротехнических комплексов электроснабжения, в частности автономных ФДЭС постоянного тока. Показаны преимущества автономных ФДЭС с интеграцией энергетического оборудования на шине постоянного тока. Предложены алгоритмы управления эксплуатационными режимами генерирующего и аккумулирующего оборудования, обеспечивающие оптимальные технико-экономические показатели гибридного электротехнического комплекса электроснабжения с ФДЭС постоянного тока.

**Практическая значимость работы.** Разработанные и реализованные в программном комплексе MATLAB оригинальные имитационные компьютерные модели ФЭС, ДГУ и СНЭЭ, а также совокупная модель ФДЭС на постоянном токе актуальны для использования в организациях, разрабатывающих и производящих оборудование для установок возобновляемой энергетики, а также на предприятиях, занимающихся вопросами энергообеспечения децентрализованных регионов России для оценки принимаемых решений в области проектирования, создания и эксплуатации электротехнических комплексов электроснабжения с ВИЭ.

Методика технико-экономического анализа характеристик ФДЭС постоянного тока с СНЭЭ, обеспечивающая рациональный выбор и оптимизацию генерирующего оборудования методом покоординатного спуска используются в методических материалах по курсу

«Интеллектуальные системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии» для магистрантов Инженерной школы энергетики Томского политехнического университета.

**Методология и методы исследований.** При выполнении исследования использовались методы инженерного анализа и обобщения результатов, метод параметрической оптимизации покоординатного спуска для решения задач с объявленными ограничениями, метод математического и компьютерного моделирования, а также общенаучные методы познания. Экспериментальные исследования выполнялись с использованием имитационного моделирования в среде Simulink и Stateflow программного комплекса MATLAB, а также программирования на языке внутреннего синтаксиса MATLAB.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Применение разработанных энергоэффективных алгоритмов управления генерацией и накоплением электроэнергии в автономной фото-дизельной системе электроснабжения постоянного тока (до 100 кВт включительно), основанной на интеллектуальном подходе принятия решений, позволит увеличить долю вклада возобновляемого энергоносителя в энергетический баланс автономного электротехнического комплекса до 50% по сравнению с системой на переменном токе (до 40%).

2. Применение универсальной имитационной компьютерной модели фото-дизельной системы электроснабжения на постоянном токе, осуществляющей оптимизацию установленных мощностей источников электроэнергии по критерию минимизации издержек на строительство и эксплуатацию электротехнического комплекса, позволит улучшить технические показатели – КИУМ ФЭС до 22%, экономические показатели – снижение себестоимости вырабатываемой электроэнергии на 8%, уменьшение потребления дизельного топлива до 15% по сравнению с системой на переменном токе и экологические показатели работы автономной энергосистемы с возобновляемым источником энергии – уменьшение вредных выбросов в атмосферу до 11% по сравнению с системой на переменном токе.

3. Улучшение технико-экономических и экологических показателей автономных ФДЭС может быть достигнуто путём изменения топологической структуры взаимодействия генерирующих и накапливающих энергоисточников с переменного на постоянный ток.

**Степень достоверности и апробация результатов работы.** Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций обеспечена необходимым объёмом исследований, включающих научный анализ и обобщение ранее опубликованных исследований, а также корректным применением известных теорий электротехники и методов математического и

компьютерного моделирования электротехнических комплексов, результатами численных экспериментов с использованием общепризнанных программных комплексов.

Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на Международной конференции «Тепломассоперенос в системах обеспечения тепловых режимов энергонасыщенного технического и технологического оборудования» (г. Томск, 2019 г.), на Всероссийской молодёжной конференции с международным участием «Системные исследования в энергетике» (г. Иркутск, 2019 г.), на 14-ом Международном форуме по стратегическим технологиям IFOST-2019 (г. Томск, 2019 г.), на Международной научно-практической конференции «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2019» (г. Севастополь, 2019 г.).

**Личный вклад автора.** Диссертационная работа является результатом самостоятельных исследований автора, где все научные положения и результаты, определяющие научную новизну и практическую значимость работы, получены соискателем лично. Автором лично разработан программный комплекс для оптимизации состава генерирующих источников и накопителей электроэнергии в составе ФДЭС постоянного тока на основе оптимизационного метода покоординатного спуска. Лично соискателем разработан алгоритм энергоэффективного управления компонентами ФДЭС на постоянном токе, использующий интеллектуальные подходы принятия решений по максимизации вклада ФЭС. Личное участие автора подтверждено публикациями и выступлениями на конференциях. В опубликованных в соавторстве печатных работах, автору принадлежит научное обоснование принятых технических решений, разработка имитационных математических моделей, методик и алгоритмов, анализ и обобщение результатов теоретических и экспериментальных исследований.

**Публикации.** Основные результаты диссертационной работы опубликованы 4 печатных работах, в том числе в 2 статьях в изданиях из Перечня ВАК: рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание учёной степени кандидата наук, а также в 2 статьях в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus.

**Структура и объём работы.** Диссертация состоит из оглавления, введения, четырёх глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 117 наименований. Диссертация изложена на 129 страницах машинописного текста, содержит 48 рисунков и 8 таблиц.

# 1. ИССЛЕДОВАНИЕ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ АВТОНОМНЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

В первой главе проводится анализ состояния и возможности применения в автономных системах электроснабжения России установок с возобновляемыми источниками энергии на постоянном токе. Рассматриваются подходы к реализации распределенной генерации традиционных и возобновляемых электроустановок на постоянном токе в странах лидерах в области развития микросетей: Канада, США, Германия и Китай.

## 1.1 Современные тренды развития электроэнергетических систем

В последнее время во всём мире всё больше акцентируется внимание на концепции развития электроэнергетических сетей, получившей название Smart Grids. Термин «Smart Grid» можно трактовать как «умный» или «прагматичный» подход к развитию электроэнергетических систем (ЭЭС) с целью повышения их эффективности, надежности, а также устойчивого развития для нужд будущих поколений [1]. Smart Grid – концепция инновационного преобразования электроэнергетики, предусматривающая пересмотр существующих базовых принципов модернизации отрасли, что обуславливают повышенное внимание к этому направлению [1]. Истоки этой концепции ведут своё начало от естественных проблем роста потребления электроэнергии человечеством и изменения климата, сопровождающихся негативным влиянием на окружающую среду. Именно антропогенный фактор климатических изменений диктует новые и достаточно противоречивые пути развития для отрасли производства электроэнергии.

Тренд на интеллектуальное развитие ЭЭС актуален, так как создание нечувствительной к внешне-экономическим возмущающим факторам отрасли – приоритетная задача для стран-лидеров энергетического сектора. Примером подобного внешне-экономического воздействия является сокращение потребления электроэнергии на 3,8% в 2020 году из-за мировой пандемии COVID-19. Данное снижение является прецедентным в мировой истории, где последствия Второй мировой войны и мирового финансового экономического кризиса 2008 года значительно

ниже [2]. На Рисунке 1 (а) отчётливо видно падение уровня потребления на примере США и Германии, где причинами этого существенного провала явился предшествующий в 2008 году финансовый и экономический кризис. Негативное проявление этого проблемного года отразилось в значительном снижении основных экономических показателей, а также их чувствительности к общемировым событиям.

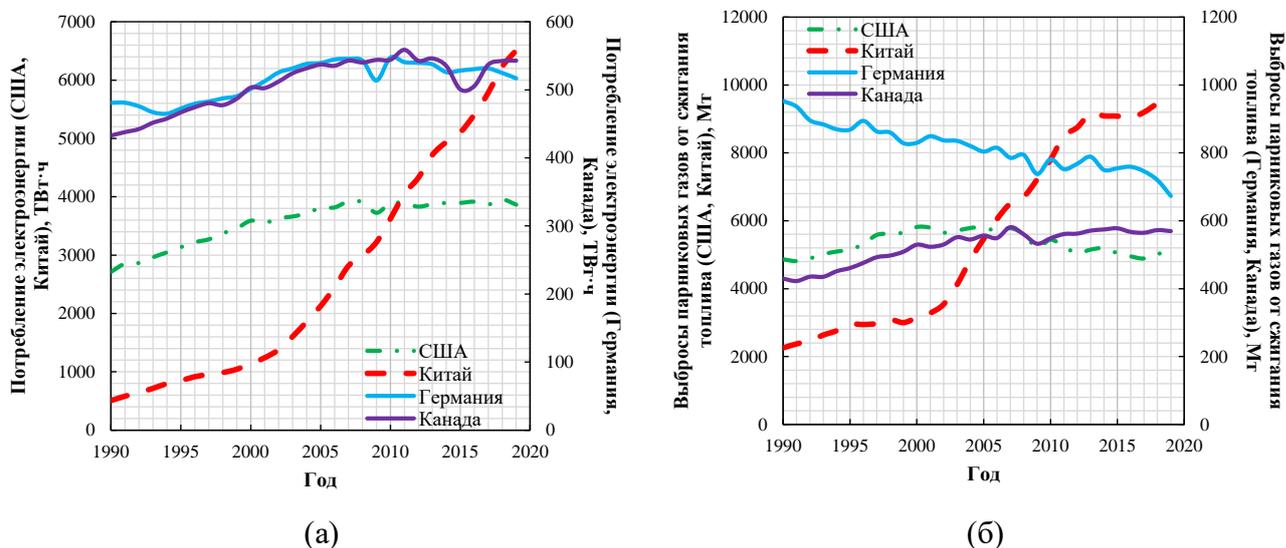


Рисунок 1 – График потребления электроэнергии с 1990 по 2019 гг. (а), график выбросов парниковых газов в атмосферу с 1990 по 2019 гг. (б)

Корреляция уровня электропотребления и выбросов углекислого газа очевидно проявляется на Рисунке 1 (а) и (б). Именно эта связь задаёт общественности импульс активных дискуссий. Необходимо отметить, что озабоченность данной проблемой обусловлена неизбежным ростом мирового потребления электроэнергии с соответствующим повышением уровня карбонизации. Следовательно, существующая потребность в увеличении объёмов производства электроэнергии и снижении уровня вредных выбросов в атмосферу – обширное поле инженерных исследований и научных изысканий.

Пути решения данной глобальной проблемы обсуждались в ходе Рамочной конвенции Организации Объединённых Наций (ООН) по Климату, проведённой в Париже в 2015 году. Решения конференции продолжили положения по климату, зафиксированные в 1997 году Киотским протоколом. Парижское соглашение определило амбициозные цели на сбалансированное ограничение роста температуры через сокращение выбросов парниковых газов и выделение развивающимся странам финансовой поддержки для решения экологических проблем. Справедливо будет отметить, что не все страны-лидеры углеводородной промышленности тепло встретили данные обязательства: так в 2017 году США, второй по величине в мире источник парниковых газов, вышли из Парижского соглашения по климату,

аргументируя, что исполнение обязательств к 2025 году лишит США миллионов рабочих мест [3].

Канадская промышленность, занимая десятое место в мире по выбросам (см. Рисунок 2), столкнулась со значительными барьерами в сокращении CO<sub>2</sub>, ещё даже не достигнув своих предыдущих обязательств: не достигнуто сокращение выбросов парниковых газов до уровня 1990 года к 2000 году, установленное на Саммите Земли, который проходил в Рио-де-Жанейро в 1992 году, затем к 2012 году Канаде не удалось сократить выбросы на 6% по сравнению с уровнем 1990-х годов (согласно Киотскому протоколу). После этого страна планировала к 2020 году сокращение на 17% ниже уровня 2005 года (из Копенгагенского соглашения 2009 года), где также потерпела неудачу. Основным тормозящим моментом достижения обязательств является деятельность лоббирующих нефтегазовых компаний, стремящихся остаться конкурентоспособной сырьевой экономикой и привлекать инвестиции в условиях постоянно ужесточающихся требований по сокращению выбросов. Сейчас в канадском нефтегазовом секторе занято 260 тыс. человек. На момент 2019 года они приносили 4% внутреннего валового продукта (ВВП) страны и потеря этой доли человеческого капитала станет травмирующим решением. Тем не менее, Представители Сената Канады заявили, что для достижения целей Парижского соглашения необходимо сократить выбросы в первую очередь нефтяной промышленности, на долю которой приходится 26% национальных выбросов [4, 5, 6].

Китай остается одной из самых быстрорастущих экономик в мире, а также лидером по количеству выбросов парниковых газов в атмосферу (см. Рисунок 2). Несмотря на некоторую умеренность в прогнозируемом экономическом росте, его общее производство электроэнергии почти удваивается с 4,8 трлн. кВт·ч в 2012 году до 9,4 трлн. кВт·ч в 2040 году при среднегодовом темпе роста 2,5%. Влияние продолжающегося быстрого экономического развития Китая на окружающую среду стало главной проблемой среди разработчиков китайской экологической политики, а также для широкой общественности. Ратификация Парижского соглашения по климату в 2016 году [7] стало одним из предложений, направленных на решение острых проблем, связанных с качеством воздуха. Китай ставит целью сокращение выбросов CO<sub>2</sub> к 2030 году, за счёт увеличения производства электроэнергии от атомных электростанций (АЭС), возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и природного газа для решения экологических проблем и диверсификации своего энергетического сектора в сторону источников энергии с более низким или нулевым выбросом парниковых газов [8].

ВИЭ – один из главных инструментов, обеспечивающих достижение целей Парижского соглашения по климату. К примеру, к концу 2019 года Германия имеет 49 ГВт установленной мощности фотоэлектрических установок, что позволило произвести 8,2% от общего потребления

электроэнергии при выработке около 46,5 ТВт·ч. Доля всех ВИЭ в немецком энергетическом секторе составляет 43%. В солнечные дни фотоэлектрическая электроэнергия может временно покрывать до 50% текущих потребностей [9]. Согласно Рисунку 2, можно отметить, что доля выбросов парниковых газов каждый год уменьшается: немецкая промышленность успешно сократила уровень карбонизации окружающей среды с 960 Мт на момент 1990 года до уровня 680 Мт CO<sub>2</sub>-эквивалента к 2019 году. Важно, что Германия продолжает спускаться вниз в списке стран-лидеров по выбросам, занимая уже шестое место. Однако, нельзя с уверенностью назвать ВИЭ «панацеей», к сожалению, ВИЭ имеют один существенный недостаток: прерывистый характер работы, вызванный стохастической природой первичного энергоносителя. В связи с этим, большое количество установок по производству электроэнергии на основе ВИЭ, связанных или интегрированных в существующие ЭЭС, потенциально могут дестабилизировать их работу, стать причиной серьёзных возмущающих воздействий, а также нарушить, как принято говорить в отечественной практике, «дыхание» ЭЭС.

Microgrid – это своего рода «преемник» концепции Smart Grids, усовершенствованный подход к системе электроснабжения, который сфокусирован на широкомасштабном внедрении распределенной генерации с ВИЭ в ЭЭС, что обеспечивает снижение потерь и повышение надежности распределения электроэнергии. Микросети – локально ограниченные и независимо управляемые электрические сети, в которых разветвлённая архитектура способна обеспечить неравномерные нагрузки электрической энергией от распределённых энергетических источников [10]. Микросети предлагают достаточное количество преимуществ, способных обратить на них внимание инвесторов, в сравнении с другими вариантами электрификации. В отличие от централизованной энергосистемы, они дешевле в установке, имеют более короткое время выполнения монтажа (для фотоэлектрических станций (ФЭС) пессимистический вариант может длиться не более 1 года), размеры, соответствующие местным требованиям, могут изменяться в зависимости от растущих потребностей или изменяющихся технологий. Графическая интерпретация концепции микросети представлена на Рисунке 2.

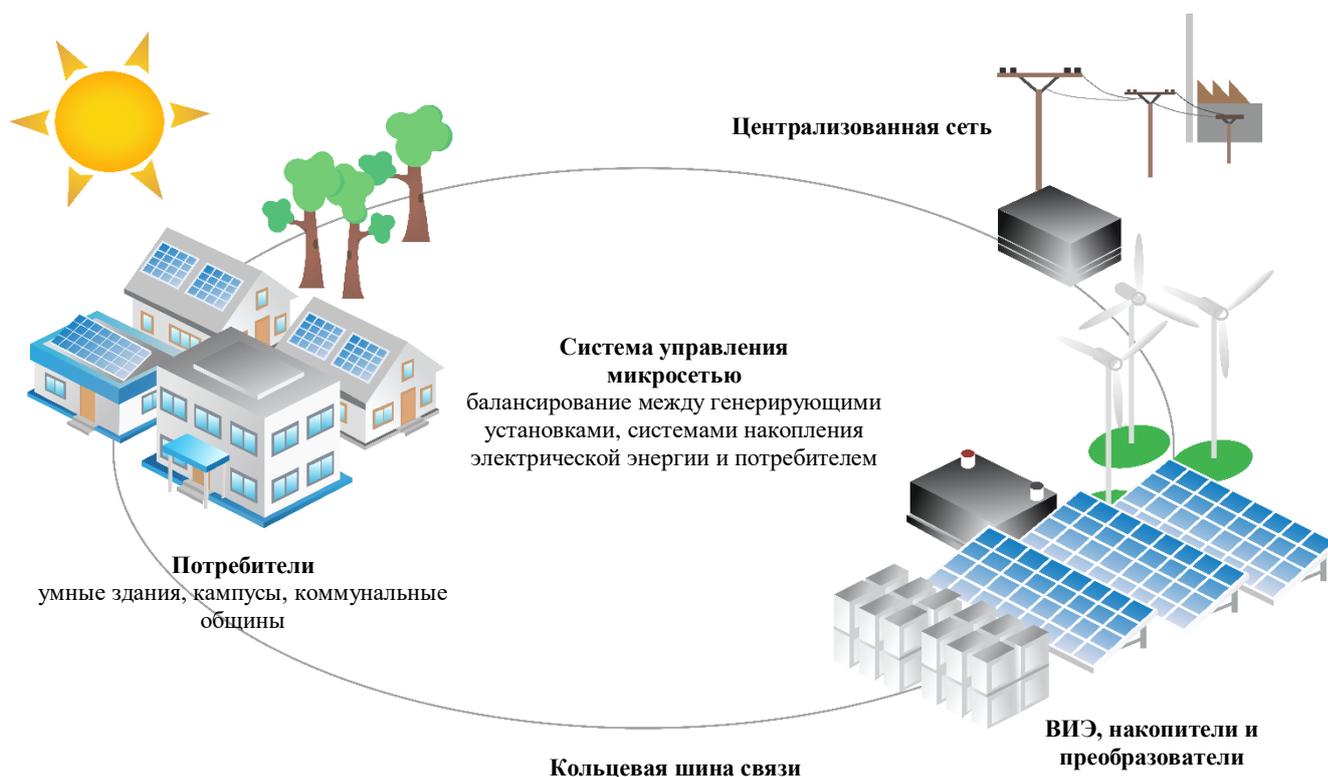


Рисунок 2 – Упрощённая блок-схема концепции микросети

По данным материалов [11], микросети можно разделить на две основные группы: микросети мощностью менее 10 кВт и от 10 кВт до 10 МВт. Каждая микросеть, вне зависимости от величины установленной мощности, состоит из системы выработки электроэнергии и её распределения в узлах электросети. Система выработки электроэнергии, в свою очередь, состоит из подсистем генерации и хранения. Распределение небольшой мощности (до 100 кВт включительно) состоит из подсистем распределения и потребления. Подсистема генерации включает в себя генераторы энергии, стабилизаторы и преобразователи напряжения и технологии управления питанием. Подсистемы распределения включают сети для передачи электроэнергии отдельным потребителям по кабельным линиям (КЛ) либо по воздушным линиям (ВЛ). Подсистемы потребления включают в себя всё оборудование на стороне конечного потребителя после границы балансной принадлежности, то есть измерительные приборы, электропроводку, заземление и электрические нагрузки. Микросеть может управлять собой с помощью микропроцессорного центра управления и высокоскоростных электронных устройств, которые используются для быстрого переключения нагрузок и энергоблоков.

Кроме того, микросеть может функционировать как автономная система электроснабжения (АСЭС) (в зарубежной литературе употребляется термин «островной режим» от англ. *islanded mode*), так и совместно (параллельно) с основной генерирующей сетью. Работая в параллельном режиме, микросеть может накапливать избыток энергии от своих собственных

генерирующих блоков и основной сети, чтобы впоследствии покрывать пики потребления или служить резервом для сети в случаях неисправностей и отключений. Работая в режиме АСЭС, микросеть имеет полностью независимый алгоритм работы от централизованной сети, основанный на производстве и накоплении электроэнергии. С точки зрения параллельного режима работы, микросеть может рассматриваться как единая адаптивная ЭЭС, которая работает по принципу «опорный-ведомый», когда это необходимо, производить тепло вместе с электричеством.

Либерализация электроэнергетики предоставила возможность выбора для потребителей не только источника электрической энергии: ВИЭ, дизель-генераторная установка (ДГУ), микро гидроэлектростанция (микроГЭС), но и род тока. Евразийский экономический союз принял технический регламент «О требованиях к энергетической эффективности энергопотребляющих устройств». Как сообщает [12], нормативный документ позволит обеспечить энергетическую эффективность и будет способствовать ресурсосбережению. Потребители смогут быть уверенными в достоверности информации относительно энергетической эффективности приобретаемых энергопотребляющих устройств. Единые для ЕАЭС требования к содержанию этикеток об энергетической эффективности станут наносить на отдельные товары, в том числе телевизоры, холодильное оборудование, стиральные и посудомоечные машины, лампы, компьютеры, вентиляторы и др. Эта новость связана с данными [13], где до 76% потребностей бытового сектора, состоящего из вышеупомянутых устройств, могут быть удовлетворены от сети постоянного тока.

Микросеть может быть реализована на постоянном токе, а также на переменном или на их комбинации. Важно, что сеть постоянного тока позволяет избежать многих шагов преобразования энергии, требуемых при использовании переменного тока, что, безусловно, приводит к повышению её технико-экономической эффективности. Традиционно переменный ток обеспечивает эффективное преобразование напряжения и высоковольтную передачу энергии на большие расстояния. Однако в последнее время технологические достижения привели к появлению высокоэффективных преобразователей переменного тока в постоянный и наоборот, которые делают эффективной передачу мощности не только на переменном, но и на постоянном токе [11, 14]. Таким образом, распределение мощности по сетям постоянного тока имеет определённый спектр преимуществ, а именно:

- более высокая эффективность энергосистемы из-за меньших потерь преобразования. Согласно [14], почти 30 % мощности на переменном токе реализуется через силовой электронный преобразователь (инвертор). Количество потерянной энергии варьируется в диапазоне 10–25 %.

- системы постоянного тока имеют особенность, ставшую тенденцией, быть модульными и масштабируемыми, по сравнению с системами переменного тока. Это объясняется большей простотой управления преобразователей постоянного тока, что обеспечивает большую гибкость при проектировании и расширении систем и, следовательно, более эффективное управление капиталовложениями.

- системы постоянного тока обладают большей пропускной способностью по сравнению с типичной системой переменного тока (следует отметить, что в постоянном токе реактивная мощность отсутствует). Компоненты системы постоянного тока более компактны, чем эквивалентные компоненты переменного тока, из-за отсутствия зависимости от частоты.

- доступное согласование прерывистых энергоресурсов, не требующих взаимной синхронизации. Это приводит к более высокой «живучести» при воздействии внешних и внутренних возмущений.

- большинство распределенных источников прерывистой генерации и устройств хранения электрической энергии имеют выходы постоянного тока, что делает архитектуру сети на базе постоянного тока естественно-интуитивным вариантом интеграции без преобразования.

- большинство современных нагрузок требуют источников питания постоянного тока.

- заинтересованность энергетического рынка в микросетях постоянного тока: микросети постоянного тока с распределенными ФЭС, могут принести экономию затрат, сокращение потерь, повышение качества электроэнергии, экономию топливного ресурса, снижение вредных выбросов в атмосферу, а также снижение себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

Распределение постоянного тока низкого напряжения (в зарубежной литературе англ. Low voltage Direct Current (LVDC) в АСЭС предлагается в качестве возможной технологии интеллектуального развития и совершенствования децентрализованных систем электроснабжения в России в рамках реализации концепции микросетей.

## **1.2 Тенденции развития автономных систем электроснабжения в России**

Российские удалённые и малочисленные группы потребителей продолжают испытывать энергетическую нестабильность из-за медленных темпов расширения энергосистемы, вызванных низкой экономической активностью в этих регионах. Подобного рода небольшие энергоузлы, сформированные сельскими пунктами, имеют сложнейшие логистические схемы трансфера

углеводородного топлива. В составе этих регионов необходимо выделить районы Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера. Отличительной особенностью упомянутых выше регионов является низкая плотность расселения людей на обширных территориях, слабо освоенных в промышленном и инфраструктурном отношении.

Как видно из Рисунка 4, децентрализованные территории составляют значительную часть России. Несмотря на то, что эти территории малонаселены, проблема их электрификации представляет большой интерес в связи с планом развития страны в соответствии с [15]. Нужно подчеркнуть, что стратегическое благополучие России существенно зависит от освоения данных территорий, где проживает лишь 12% населения страны, но добывается 76% российской нефти, 93% природного газа, 95% угля, 95% золота, 100% алмазов, 100% икры лососевых, а также много других полезных ресурсов. На этих территориях выплавляется основная часть никеля, меди, алюминия. Вклад этих регионов в формирование ВВП России равен 15-16%. Но на этих же территориях отопительный сезон длится 9-11 месяцев в году, строительство осложняется наличием вечной мерзлоты, а доставка грузов, включая топливо, возможна только в непродолжительный период летней навигации из-за отсутствия постоянного наземного сообщения.

На основании Рисунков 2, 3 централизованная электрическая сеть имеет корреляцию с районами повышенной плотности населения России. Южные регионы России более привлекательны для жизни: имеют лучшие возможности для сельского хозяйства, близость к другим странам, лучшие условия окружающей среды. Однако, не смотря на достаточно объёмный список проблем децентрализованного энергоснабжения в сравнении с централизованным электроснабжением, во многих странах формируется тренд пошагового, либо регулируемого законодательными актами перехода к гибкому варианту электроснабжения – системам АСЭС с интеллектуальной архитектурой управления. Нужно отметить, что АСЭС может быть полезна в случаях, когда централизованное электроснабжение не может оказать должного экономического и технического вклада в развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК) региона.



Рисунок 3 – Карта электроэнергетической системы России, где зона белого цвета – децентрализованная территория

АСЭС, как вариант микрогенерации, в условиях возросшей привлекательности интеграции в их состав ВИЭ, стали обоснованной альтернативой развития децентрализованной энергосистемы, что позволяет домохозяйствам, муниципалитетам или энергетическим «игрокам» делать на первом этапе скромные инвестиции в свои энергосистемы, модифицировать их в соответствии с изменяющимися экономическими условиями и потребностями в электроэнергии. Подобные микросети, в рамках российской децентрализованной инфраструктуры, применяются преимущественно для электроснабжения населённых пунктов и предприятий сельскохозяйственного, горнодобывающего и сырьевого профиля: оленеводство, пушное звероводство, животноводство, промысел, рыболовство, земледелие, лесозаготовки и деревообработка, добыча руды, драгметаллов и др. Электроснабжение таких потребителей на базе ВИЭ в России уже состоялось, об этом свидетельствуют источники [16–18].

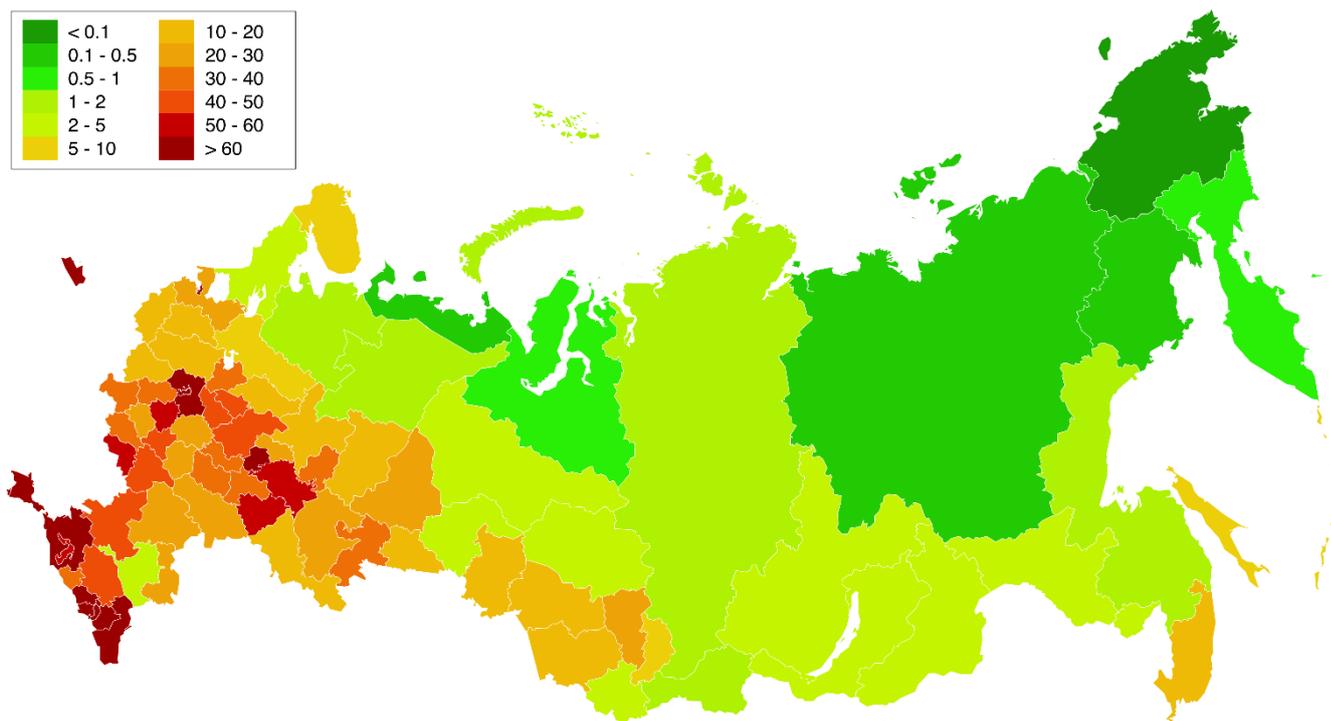


Рисунок 4 – Карта плотности населения России на 2020 г.

Из-за удалённости, а также низкой плотности и неравномерного распределения населения в соответствии с Рисунком 4, в сочетании с низким уровнем энергопотребления домашних хозяйств (установленная мощность от десятков кВт до сотен кВт в зависимости от количества жителей), электроснабжение таких посёлков возможно только построением изолированных систем с автономными энергоисточниками – обычно ДГУ, нуждающимися в запасе дорогостоящего дизельного топлива. С другой стороны, современные системы микрогенерации с интеллектуальной архитектурой управления способны обеспечить децентрализованного потребителя надёжным электроснабжением при снижении топливной зависимости прямого и косвенного порядков: трансфер первичного сырья, его переработка, доставка, хранение и др. [19].

Успешный опыт по повышению энергоэффективности и развитию ВИЭ в условиях Республики Саха (Якутия), Республики Алтай, Ханты-Мансийского Автономного округа – Югра, а также Забайкальского края позволяет придать стратегической задаче освоения и активного развития территорий Крайнего Севера и приравненных к ним местностей совершенно новый импульс, способствующий выполнению планов Энергетической стратегии России до 2035 г. Строительство и ввод в эксплуатацию фотодизельных электростанций (ФДЭС) перестали быть сенсационными. Автором подготовлена Таблица 1, структурирующая перечень крупных генерирующих объектов на основе ФДЭС:

Таблица 1 – Перечень генерирующих объектов на основе фото-дизельных электростанций

№	Субъект России	Населённый пункт	Год начала эксплуатации	Установленная мощность комплекса, кВт	Диапазон цены дизельного топлива в субъекте, тыс. руб./т	Доля ФЭС, %
1	Республика Алтай	п. Яйлю	2013	100	42–47	40
2	Республика Тыва	с. Мугур-Аксы	2019	750	54,6	40
		с. Кызыл-Хая				25
3	Забайкальский край	с. Менза	2017	520	37–51	30
4	Республика Саха (Якутия)	с. Батагай	2015	12 000	30,4–71,2	8,3
		с. Батамай	2012	220		35
		п. Дулгалах	2013	370		6
		п. Джаргалах	2014	475		3,2
5	Ханты-Мансийский Автономный округ – Югра	д. Никулкино	2018	30	41–61	40

Как видно из Таблицы 1, вклад ФЭС в общей структуре ФДЭС не превышает 40%. Низкий вклад прерывистого энергоносителя обосновывается, в первую очередь, через социально-экономические индикаторы развития малонаселённых территорий: энергетическая безопасность, декарбонизация среды, качество и стоимость электрической энергии, надёжность электроснабжения, качество жизни населения и др. По этой причине индикаторы необходимости построения ФДЭС должны быть обоснованы не только на базе правовой платформы, но и с помощью научных исследований и инженерных изысканий, позволяющих совершенствовать варианты архитектуры АСЭС с ВИЭ.

В качестве шага правового регулирования, в указе президента от 21 июля 2020 года обозначена национальная цель: до 2030 года необходимо создать комфортную и безопасную среду для жизни. Одним из показателей достижения цели обозначено снижение в два раза выбросов опасных загрязняющих веществ, которые оказывают наибольшее негативное воздействие на окружающую среду и здоровье человека. В России, где отрасль ВИЭ только формируется, к 2030 году удастся избежать выбросов 12 миллионов тонн CO<sub>2</sub> в атмосферу (около 1% от общей эмиссии в России). Тенденция к снижению отчётливо видна на Рисунке 5, где с 1998 года расхождение между карбонизацией и уровнем потребления в России приобретает

положительную тенденцию. Учитывая возможности активно развивающейся отрасли и запрос на экологию в российском обществе, ВИЭ призваны стать «локомотивом» снижения эмиссии парниковых газов в России, а также инструментом выполнения ратифицированного Парижского соглашения по климату.

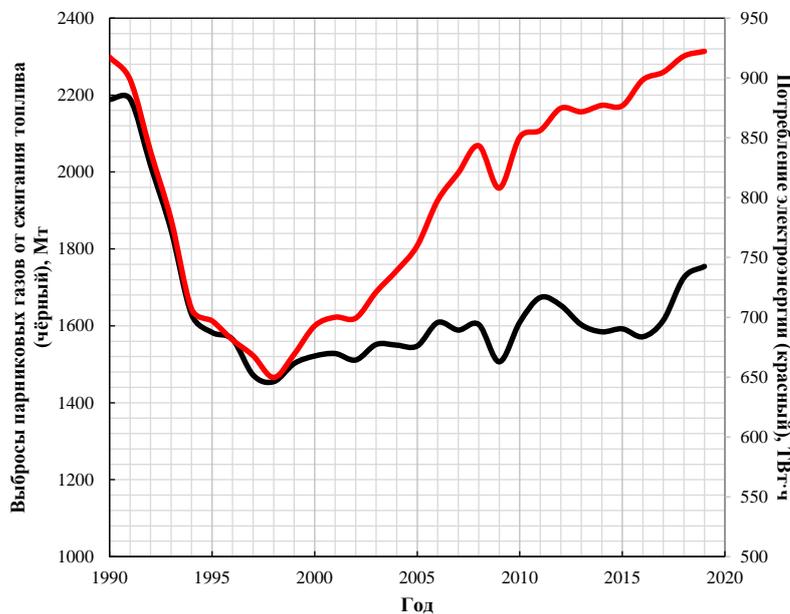


Рисунок 5 – График потребления электроэнергии, а также выбросов парниковых газов в атмосферу России с 1990 по 2019 гг.

По состоянию на конец первого квартала 2020 года в России в рамках программы государственной поддержки через договоры о предоставлении мощности (ДПМ) ВИЭ построено более 1 500 МВт энерго мощностей ВИЭ. Регионами-лидерами по объёмам уже реализованных проектов являются Оренбургская (330 МВт), Ростовская (296 МВт), Астраханская (285 МВт) области, Республика Адыгея (151 МВт) и Республика Алтай (120 МВт), Ставропольский край (100 МВт), а также Республика Крым. В Крыму порядка 400 МВт ветровых и солнечных станций было построено ранее – вне механизмов стимулирования ВИЭ. Основным компонентом стоимости ФЭС являются (не считая систем аккумулирования) сами фотоэлектрические преобразователи. Их розничная цена в настоящее время составляет для потребителей 100-200 тыс. руб./кВт. Однако, при больших объёмах и наличии отечественного производства (например, ООО «Nevel», ООО «ЕвроСибЭнерго») их стоимость может быть кардинально сокращена. Так, среднюю величину инвестиционных затрат можно оценить в 120 тыс. руб./1 кВт установленной мощности. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ФЭС на переменном токе в сравнительно благоприятных условиях можно оценить в величину около 17%, что означает выработку в год (8760 ч.) 1 кВт установленной мощности – 1500 кВт·ч.

Таким образом, данная исследовательская работа обобщает результаты исследований автора в области фотодизельных АСЭС переменного и постоянного тока. Акцент данной работы направлен на сравнительный анализ достоинств и недостатков децентрализованных ФДЭС, построенных на постоянном и переменном токах, с точки зрения экономических характеристик, КИУМ энергетического оборудования, а также экологических показателей.

### **1.3 Аналитический обзор существующих схем автономных систем электроснабжения на постоянном токе**

Распространение LVDC открывает новые перспективы для развития и совершенствования АСЭС. К примеру, участок сети электроснабжения с подключением к централизованной энергосистеме, дополненный топологией постоянного тока с генерацией от ВИЭ, уже рассматривается в качестве рационального решения на децентрализованной территории Финляндии. Лаппеенрантский технологический университет (ЛТУ), Elenia Oy и Ensto Finland Oy предоставили разработки технологии промышленного применения LVDC в общественных распределительных сетях 20 кВ. Их партнёрское сотрудничество в сфере LVDC с целью запуска крупномасштабного производства и распределения питания на постоянном токе позволило разработать образовательные программы обучения специалистов в области постоянного тока, а также базу для стандартизации. На основе полученных решений осуществляется пилотный монтаж проекта низковольтной системы электроснабжения постоянного тока в распределительной сетевой компании DSO Järvi-Suomen Energia Oy.

Исследовательский проект получил название «LVDC RULES», концепция которого представлена на Рисунке 6. Распределительная сеть LVDC сочетает в себе распределение постоянного тока, силовую электронику и систему информационных и коммуникационных каналов, которые являются ключевыми составляющими для микросетевых решений. Один из основополагающих акцентов проекта направлен на обеспечение безотказной работы и совместимости внутри системы и экологическое взаимодействие с окружающей средой.

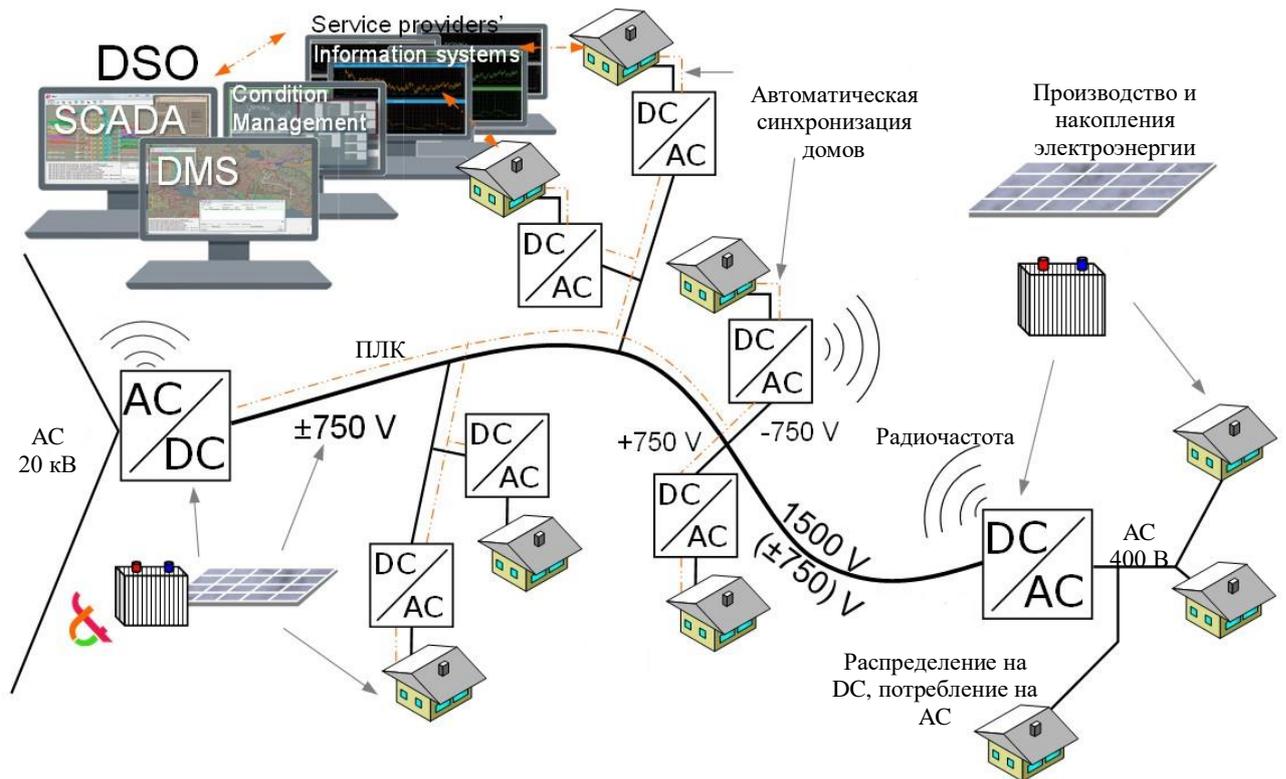


Рисунок 6 – Пример концепции LVDC RULES

Проект LVDC RULES направлен на поиск эффективных способов трансформации накопленных компетенций команды ЛТУ в коммерчески осуществимые решения. Основы проекта LVDC RULES были заложены в ходе более ранних исследовательских проектов ЛТУ [20, 21], и особенно в ходе создания более ранних экспериментальных установок [22, 23]. Основная цель проекта LVDC RULES – обеспечить возможность переноса технологии LVDC из лабораторий и исследовательских центров ЛТУ в повседневное использование в скандинавских распределительных компаниях. Проект разделён на четыре основные исследовательские задачи: развитие функциональных возможностей и технологических решений LVDC; изучение влияния LVDC на торговые сферы и бизнес; тематика практического применения энергетических ресурсов от ВИЭ, стандартизация, а также профессиональное обучение.

Инфраструктура исследовательского пилотного проекта включает в себя две полномасштабные площадки микросети LVDC: одна расположена на территории кампуса ЛТУ (LUT Green Campus), а другая – в реально существующей электрической сети под управлением распределительной финской компании DSO Järvi-Suomen Energia Oy, принадлежащей энергетической корпорации Suur-Savon Sähkö Oy. Сеть LVDC находится в режиме постоянной эксплуатации и поставляет электроэнергию для ежедневных нужд четырех бытовых потребителей. В то же время сеть постоянного тока обеспечивает исключительную среду для

изучения работы системы и микросети на основе LVDC, которая является частью общественной распределительной сети через двусторонний AC/DC преобразователь.

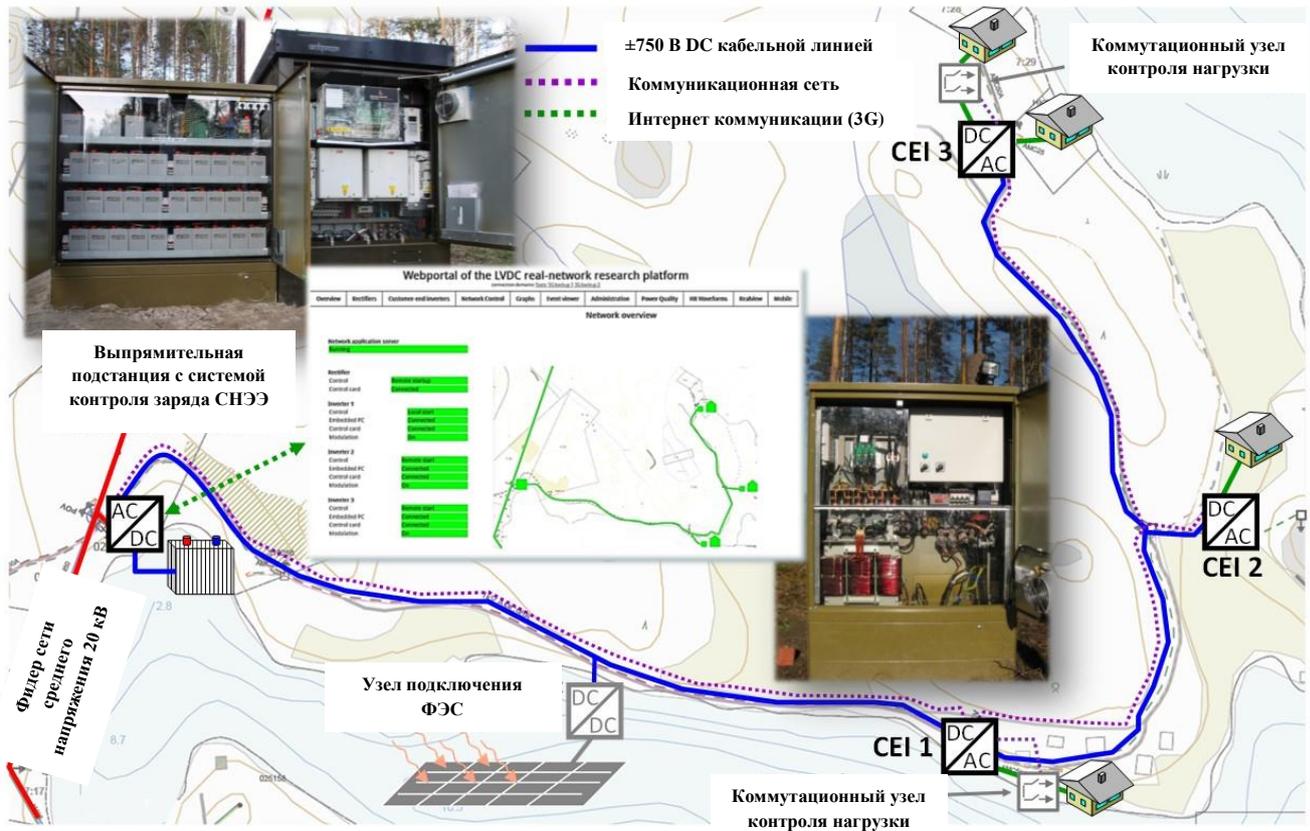


Рисунок 7 – Схема инфраструктуры исследовательского проекта LVDC RULES

На Рисунке 7 представлена инфраструктура исследовательского пилотного проекта ЛТУ, включающая спроектированные под современные нужды лабораторные помещения и испытательные стенды с универсальным и постоянно развивающимся измерительным и испытательным оборудованием для выполнения различных эмпирических исследований. В настоящий момент испытательная среда для микросетей LVDC включает однополярную линию постоянного тока 750 В длиной 200 м, аккумуляторную батарею на 132 кВт·ч, подключенную без преобразователя, и сетевой преобразователь на 145 кВА для соединения испытательной установки с централизованной сетью переменного тока 20 кВ. К установке могут быть подключены различные нагрузки постоянного и переменного тока, а также ВИЭ. Исследовательская установка также эксплуатируется как часть LUT Green Campus, с целью изучения взаимодействия фотоэлектрических преобразователей, аккумуляторов с управляемыми нагрузками.

Необходимо подчеркнуть, что научный акцент проекта LVDC RULES сконцентрирован на вопросах расчёта силовой электроники, проектирования информационно-коммуникационных технологий в микросетях, тестирования системам электробезопасности, а также мониторинга

состояния качества напряжения. С результатами исследований команды ЛТУ в части схемотехнических решений можно ознакомиться в работах [24-27]. Проект не рассматривает способы взаимодействия генерирующих источников различной природы, к примеру ДГУ и ФЭС. Также стоит отметить, что проект практически не затрагивает аспекты разработки алгоритмов интеллектуального управления генерирующими и накапливающими источниками, фокусируясь на проектировании инверторов для конечного потребителя, где в работах команды ЛТУ вводится термин customer-end inverter – CEI (см. Рисунок 7) [28]. Аспекты поиска оптимальной ёмкости системы накопления с точки зрения снижения действующего тарифа на электроэнергию или себестоимости вырабатываемого кВт·ч представлены недостаточно, что открывает возможности развития данного вопроса в рамках данной диссертационной работы.



Рисунок 8 – Концепция построения системы автономного электроснабжения от ООО «Pluspower»

Из наиболее развитых и коммерчески успешных отечественных разработок в области управления и распределения в сетях постоянного тока выделяется компания ООО «Pluspower» (г. Москва) [29] (см. Рисунок 8), также стоит отметить технические решения компании ООО «Системы постоянного тока» (г. Новосибирск) [30]. Основными разрабатываемыми и производимыми изделиями являются преобразователи напряжения (AC/DC, DC/AC) для источников бесперебойного электроснабжения, систем контроля и управления литий-ионных аккумуляторов. Одним из побочных направлений компании ООО «Pluspower» также является разработка программных комплексов управления распределительными сетями постоянного тока.

На Рисунке 8 представлена концепция построения автономной системы электроснабжения компании ООО «Pluspower». Принцип работы системы заключается в разделении генератора и потребителя двойным преобразованием электроэнергии благодаря интеллектуальной сети постоянного тока. При этом используется генератор, рассчитанный на мощность номинального потребления, а пиковые нагрузки «гасятся» за счёт энергии, накапливаемой в аккумуляторных батареях. Система управляет генератором, включая его по необходимости, питает потребителей и одновременно заряжает аккумуляторные батареи. При применении интеллектуальной распределительной сети, генератор вырабатывает постоянный ток напряжением 400 В, а преобразование тока постоянного напряжения, в переменное (220 В или 380 В), происходит с помощью инвертора у потребителя – в точке потребления, например на этаже здания в щитовой.

Стоит отметить тот факт, что в результате применения такого топологического решения генератор может работать на оптимальную мощность в течение эксплуатируемого промежутка времени, что считается эффективной эксплуатацией ДГУ. Однако, при этом часть выработанной энергии от ДГУ преобразуется трижды: меняется вид энергии с механической, затем в электрическую, затем в электрохимическую. Одновременный заряд аккумуляторов от ДГУ с точки зрения КПД крайне сомнителен, где в случае отсутствия или задержки в поставке топлива, установка СНЭЭ должна функционировать как источник бесперебойного электроснабжения. Мощность инвертора, в таком случае может быть завышена, что требует проведения дополнительных схемотехнических расчётов, а также экспериментального моделирования элементов силовой электроники для более тщательного расчёта КПД. Перспективой для развития системы может стать применение ФЭС, «расщепляя» генерирующий состав в гибридную фото-дизельную форму системы электроснабжения.

Таким образом, по мнению автора применение в АСЭС топологии постоянного тока с интеграцией ФДЭС, может рассматриваться в случае небольших, а также независимых ЭЭС, которые могут быть связаны друг с другом для создания более стабильной системы электроснабжения. Посредством этого соединения получаемые микросети смогут поддерживать друг друга при возникновении дефицита мощности. Более того, нет необходимости, чтобы соединенные системы использовали одинаковые уровни напряжения и имели одинаковую мощность. Для потребителей замена переменного тока на постоянный ток в сетях общего пользования не требует предпринимать никаких действий. Проектирование данных систем на введенных в эксплуатацию объектах не влечет изменений в топологии кабельных трасс. Создается значительный резерв для существенного увеличения передаваемой энергии. Передача энергии по линиям постоянного тока осуществляется напряжением 0,4 кВ (DC), что

соответствует системам электроснабжения общего пользования. Для потребителя продолжит поступать безопасное и знакомое переменное напряжение, которое обеспечивает инвертор – всегда равномерно и нужного качества. Кроме того, при помощи комплексной системы мониторинга может быть предложена информация в режиме реального времени о потреблении электроэнергии и её стоимости. Пример микросети, состоящей из взаимосвязанных АСЭС, изображён на Рисунке 9.

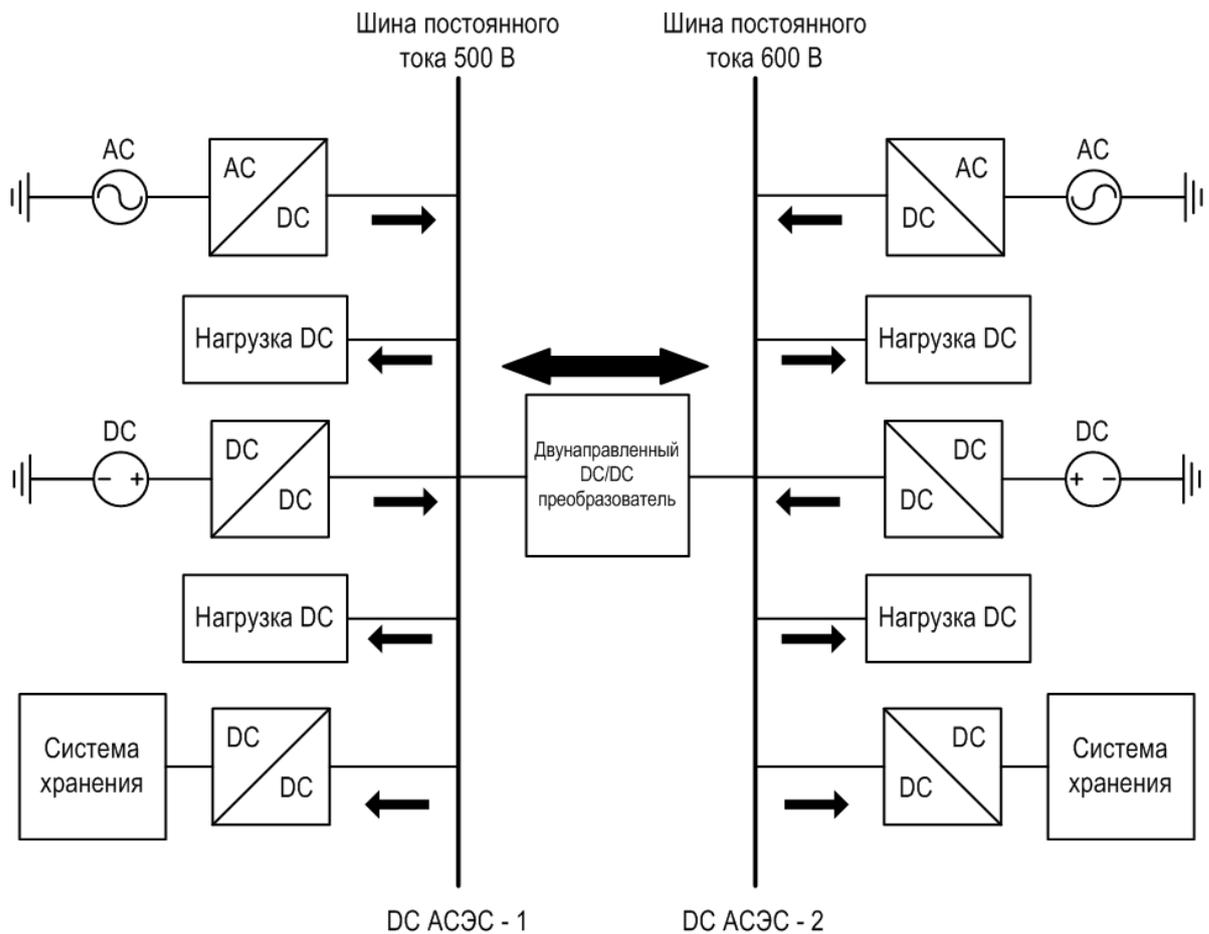


Рисунок 9 – Взаимосвязанные микросети постоянного тока разных уровней напряжений

Как видно на Рисунке 9, поток энергии между двумя взаимосвязанными АСЭС постоянного тока управляется посредством двенаправленного преобразователя постоянного тока. Однако, имеется существенный недостаток: несмотря на отсутствие проблем с синхронизацией, преобразование напряжения в точке соединения вызывает дополнительные потери. Хотя уровень напряжения, используемый системой LVDC, зависит от конкретного случая, необходимо обеспечить как можно больший процент доли возобновляемого энергоносителя в составе генерирующих устройств, а также достаточную пропускную способность при минимально возможной цене и всегда в рамках диапазона государственных

стандартов качества электроэнергии. Необходимо добавить, что на уровень напряжения также влияют цены на силовые электронные преобразователи.

Крайние научные исследования [31–33] предлагают два варианта топологической конфигурации схем LVDC – униполярная и биполярная. В униполярной конфигурации используется только один уровень напряжения, к которому подключены все нагрузки, распределенные системы генерации и хранения. Пример униполярной сети LVDC представлен на Рисунке 10. Униполярные системы могут образовывать биполярную систему, в которой все компоненты LVDC могут быть соединены по четырем различным вариантам. Схемы подключения имеют следующие вариации: 1 – между проводом положительной полярности и средним проводом; 2 – между проводом отрицательной полярности и средним проводом; 3 – между двумя полярностями и 4 – с использованием всех трех проводов. Источники и нагрузки подключаются к сети через силовые электронные преобразователи. В таком случае, распределённая или сосредоточенная генерация на основе ВИЭ постоянного тока и систем хранения энергии может быть подключена к сети постоянного тока без преобразования.

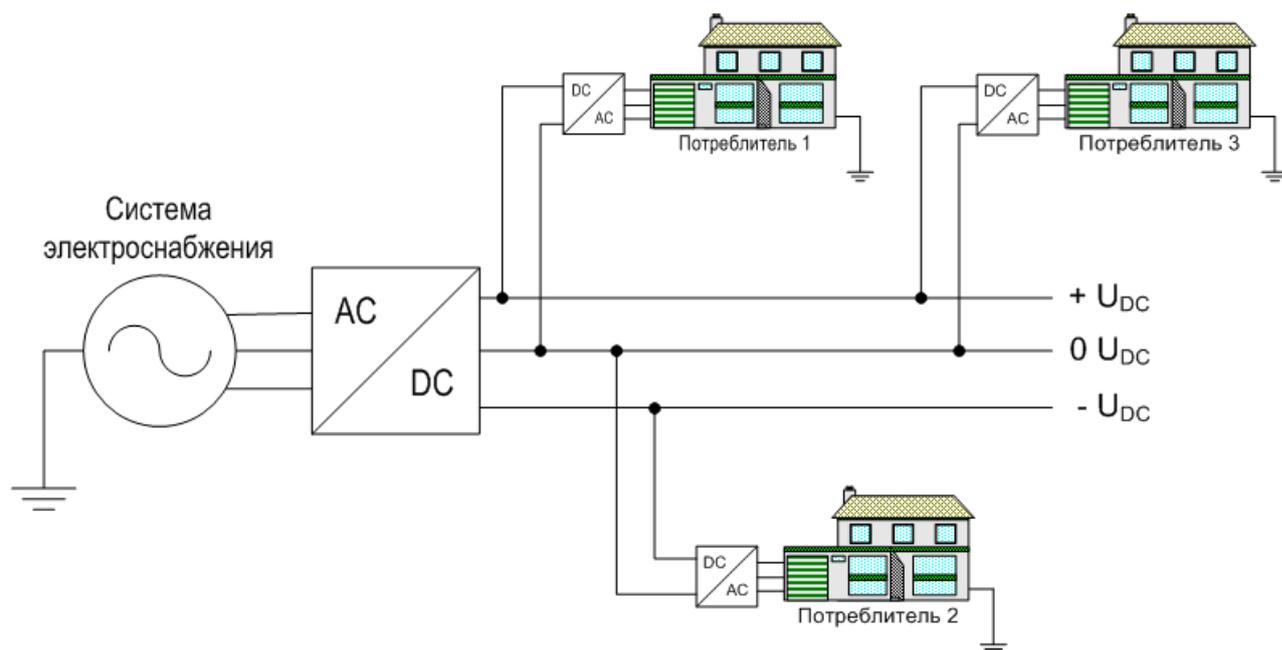


Рисунок 10 – Топологическая интерпретация униполярной распределительной системы LVDC

С точки зрения электробезопасности, отечественная практика по Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) для систем электроснабжения до 1 кВ регламентирует требования к их заземлению и защите людей и животных от поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции. Для предлагаемой АСЭС на постоянном токе меры электробезопасности могут быть реализованы в виде: группы систем TN (нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных

проводников), системы IT (нейтраль источника питания изолирована от земли или заземлена через приборы или устройства, имеющие большое сопротивление, а открытые проводящие части электроустановки заземлены) или системы TT (нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника).

Таким образом, можно выбрать подходящую конфигурацию. Пример схем заземления представлен в актуальной версии отечественного стандарта [34].

#### 1.4 Концепция электрического сопряжения фотоэлектрических и дизельных электрических станций на постоянном токе

Обобщённая блок-схема исследуемой модели системы автономного электроснабжения с фотоэлектрической установкой, системой накопления электроэнергии и дизель-генераторной установкой представлена на Рисунке 11.

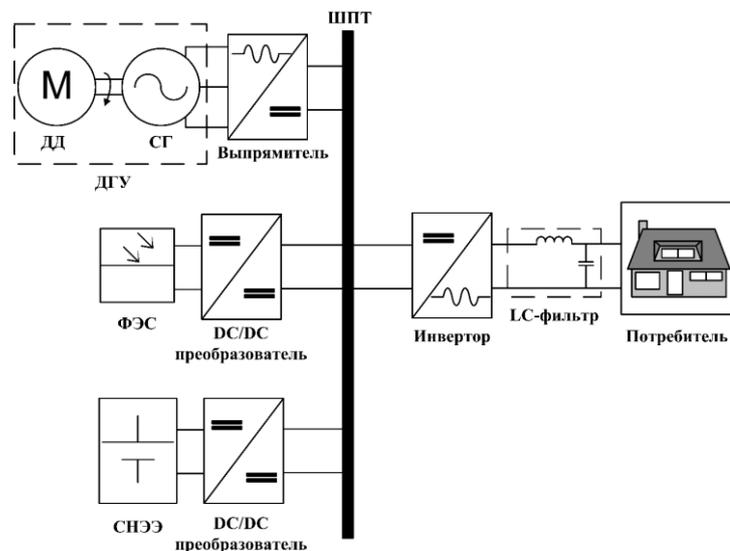


Рисунок 11 – Блок-схема фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе

Конфигурации и параметры ФДЭС на постоянном токе для электроснабжения децентрализованных потребителей зависят от ряда факторов: суточные и сезонные изменения инсоляции, облачности, существенно неравномерного графика электропотребления объекта электрификации, процессов энергопреобразования и распределения потоков мощности. Помимо неконтролируемых параметров, необходимо предусматривать оптимизацию комплектного состава, а также формирование режимов работы при вариации исходных данных, к примеру, географии расположения, климатических характеристик сезонов в течение года.

В качестве метода исследования рассматриваемых многофакторных энергетических систем целесообразно использование компьютерного моделирования. Автором разработаны математические модели трёх типов генерирующих установок: ДГУ – модель дизель-генераторной установки, которая включает модель дизельного двигателя (ДД) и упрощенную модель синхронного генератора (СГ); ФЭС – модель фотоэлектрической станции, включающая модель солнечной радиации, температуры окружающей среды и модель фотоэлектрического модуля; СНЭЭ – модель системы накопления электроэнергии, включающая модель аккумуляторной батареи, а также модель децентрализованного потребителя. Все генерирующие и накапливающие установки работают на общую шину постоянного тока (ШПТ) через собственный DC/DC преобразователь, обеспечивающий их согласованную работу на общего потребителя. Электрическая нагрузка, имитирующая автономного потребителя электрической энергии, подключается через своё силовое преобразовательное звено (гибридный инвертор и фильтр).

Учитывая разные по своей физической природе и методологии моделирования элементы автономной системы электроснабжения, требуется создание таких же различных имитационных моделей, направленных на решение поставленных технических вопросов. Для исследования баланса мощностей в децентрализованной энергетической системе были разработаны модели компонентов, основанные на математических соотношениях, связывающих их входные параметры с выходными энергетическими характеристиками. Разработанные модели позволяют проводить исследования рабочих режимов рассматриваемого гибридного комплекса на длительных временных промежутках. Для решения задач рационального выбора основного энергетического оборудования, проведения технико-экономического анализа, разработки интеллектуальных алгоритмов управления режимами используются методы целочисленного линейного программирования, оптимизационные методы покоординатного спуска, а также современные программные инструменты в разработке карт логики работы системы.

Характерной особенностью децентрализованных энергетических систем является большой разброс временных масштабов протекания процессов в её подсистемах, что требует учёта соответствующих временных характеристик моделей энергетического оборудования.

## 1.5 Выводы по первой главе

1. Одним из актуальных трендов развития систем электроснабжения децентрализованных потребителей с невысоким и крайне неравномерным уровнем электропотребления, определяющим преимущественное «расщепление» генерирующего состава установок малой энергетики мощностью до 100 кВт, является концепция микросети.

2. Основываясь на большом количестве активно эксплуатируемых и успешно зарекомендовавших себя проектов в области возобновляемой энергетики, отметим, что одним из эффективных способов технической модернизации и повышения экономических и экологических показателей автономных систем электроснабжения является увеличение вклада возобновляемых энергоносителей в общий энергетический баланс системы с действующими объектами дизельной генерации.

3. Улучшить технико-экономические и экологические показатели автономной гибридной системы электроснабжения с использованием ВИЭ возможно путём интеграции генерирующих энергоустановок и распределения электроэнергии на постоянном токе.

4. Автономные системы электроснабжения на постоянном токе, построенные на базе установок возобновляемой энергетики, представляют собой достаточно сложные технические системы, состоящие из ряда взаимосвязанных, но разнотипных объектов, характеризующихся нелинейными характеристиками и стохастическим характером протекающих в них физических процессов энергопреобразования.

5. Для исследования различных режимов работы фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе, разработки её архитектуры и оптимизации функционирования необходимо разработать соответствующие математические и имитационные компьютерные модели. Компьютерное моделирование должно предусматривать разработку интеллектуальных алгоритмов управления компонентами автономного электротехнического комплекса электроснабжения, обеспечивающих оптимизацию его активного комплектного состава и режимов работы по экономическим характеристикам.

## **2. ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ ФОТОДИЗЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ**

Во второй главе рассматриваются современные подходы к решению оптимизационных задач в автономных системах электроснабжения с участием возобновляемой энергетики. Представлен сравнительный анализ различных программных комплексов, использующих различные по сложности алгоритмы. Глава содержит описание составных элементов исследуемой фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе в программном комплексе высокого уровня MATLAB/Simulink.

### **2.1 Сравнительный анализ методов оптимизации и расчётных комплексов для автономных систем электроснабжения**

АСЭС, построенные на базе традиционного энергоносителя, а также ВИЭ, представляют собой достаточно сложные гибридные энергокомплексы. Такие системы состоят из различных взаимосвязанных неоднородных по характеристикам энергетических объектов, например фотоэлектрических модулей с нелинейной взаимосвязью выходной мощности от температуры окружающей среды, стохастическим характером выработки электроэнергии, эксплуатация ДГУ в нежелательных пределах по показателю коэффициента загрузки и др. Из-за последнего значительно увеличивается удельный расход топлива, что интенсифицирует процессы карбонизации и отрицательно влияет на моторесурс дизельного двигателя (ДД). Основной технической задачей, которую приходится решать при проектировании таких систем, является согласование крайне непостоянных во времени режимов производства, передачи, накопления, а также потребления электроэнергии. Желание создать автономные электротехнические комплексы, которые бы конкурировали с централизованной системой электроснабжения стимулирует инженеров и исследователей решать нетривиальную техническую задачу в условиях строгих ограничений - гарантированное обеспечение потребителей электроэнергией требуемого качества при увеличении вклада «зелёных» технологий в общий энергетический

баланс, снижении себестоимости вырабатываемой электроэнергии, максимально эффективном использовании углеводородного энергоносителя с минимизацией его потребления.

Проведённый анализ научных исследований, посвященных разработке и эксплуатации систем электроснабжения с использованием ВИЭ, показал, что учёные применяют разнообразные подходы. Стоит отметить, что в опубликованных работах, в первую очередь, оптимизируются состав и способы сопряжения разнотипных энергетических установок, предлагаются эффективные структурные и функциональные схемы построения автономных энергетических систем, совершенствуются системы регулирования, а также проектируются новые алгоритмы управления [35-40]. В качестве технического «инструмента» используются известные методы, позволяющие достаточно успешно решать оптимизационные задачи. На сегодняшний день их можно свести к трём классическим алгоритмам:

- Генетический алгоритм (англ. Genetic Algorithm – GA) был разработан американским учёным Джоном Холландом из Мичиганского университета в 1975 году [41]. Суть метода заключается в эвристическом алгоритме поиска, используемом для решения задач оптимизации и моделирования путём случайного подбора, комбинирования и вариации параметров с использованием механизмов, аналогичных естественному отбору в природе. Вот некоторые актуальные работы исследователей, в частности Das et al. [42] представили GA стоимости электроэнергии, выбросов CO<sub>2</sub> и отходящего тепла автономной гибридной энергетической установки (АГЭУ). АГЭУ включает ФЭС, СНЭЭ, ДГУ и газовые турбины. Li et al. [43] предложили метод управления энергетическими потоками и определения размеров для автономной системы, которая включает ФЭС, топливные элементы и СНЭЭ. Цель работы была достигнута с помощью смешанно-целочисленного линейного программирования и GA на основе ограничений. В другом исследовании Cristóbal-Monreal и Dufo-López [44] проанализировано влияние ВИЭ на микросеть, которая состоит из СНЭЭ, ДГУ и ФЭС, используя также GA. Их новшество заключалось в учёте месячной температуры окружающей среды, а также усреднённой солнечной радиации.

- Метод роя частиц (англ. Particle Swarm Optimization – PSO). Был впервые предложен Джеймсом Кеннеди и Расселом Эберхартом в 1995 году [45]. PSO – метод численной оптимизации, для использования которого не требуется знать точного градиента оптимизируемой функции. Данный метод оптимизирует функцию, поддерживая популяцию возможных решений, называемых частицами, и перемещая эти частицы в пространстве решений согласно формуле. Изначально предназначался для имитации социального поведения, однако, был упрощён. В своей работе Khalilzadeh et al. [46] применили PSO для оптимизации мощности, вырабатываемой гибридной системой электроснабжения, которая состояла из

ветроэнергетической установки (ВЭУ), ФЭС, СНЭЭ, а также турбины, работающей на приливах. Цель работы – минимизация затрат на выработку электроэнергии по показателю чистой приведённой стоимости (ЧПС). В другой работе Hassan et al. [47] разработали модифицированный PSO для оптимизации мощностных показателей различных компонентов гибридной системы электроснабжения. В состав объекта входили ФЭС, ВЭС, СНЭЭ, система снабжала электроэнергией центр информационных технологий и связи в Египте. Цель работы состояла в достижении лучших показателей скорости сходимости, а также меньшие временные затраты на вычисления. Увеличение доли ВИЭ в составе ЭЭС было рассмотрено в работе Renuka et al. [48]. ВЭС и ФЭС поэтапно интегрировались, удовлетворяя потребности сети: напряжение на шинах, уровень выработки активной и реактивной мощности в пределах лимитов ЭЭС. Алгоритм PSO применялся в качестве инструмента максимизации уровня интеграции ВИЭ, где в результате была доказана безопасность поэтапного внедрения ВИЭ в состав ЭЭС с учётом прерывистого характера «зелёных» энергоносителей.

- Метод покоординатного спуска. Разработан Филиппом Людвигом фон Сиделом в 1874 году. Известный как метод Гаусса-Зейделя, является классическим итерационным методом для решения системы линейных уравнений, который достаточно эффективно справляется с поиском локальных экстремумов. Суть метода заключается в том, что при вычислении очередного приближения используются ранее полученные координаты. Kim et al. [49] представили оптимальную структуру СНЭЭ с учётом надёжности и экономичности для микросети. Состояние заряда аккумуляторных батарей (англ. State of Charge – SOC) принималось в работе в качестве параметра влияния всей СНЭЭ на надёжность энергосистемы. Cicilio et al. [50] представили набор инструментов для проектирования и планирования производительности микросети, а также оптимизацию размеров системы для производства электроэнергии на основе статистических оценок нагрузки. Zhao et al. [51] предложили метод определения размера важных компонентов автономной системы, таких как ФЭС, ВЭС, СНЭЭ и ДГУ. Многоцелевая функция учитывала следующие ключевые показатели эффективности: выбросы парниковых газов, затраты на строительство и производство возобновляемой энергии.

Необходимо подчеркнуть, что в основе GA лежит метод случайного поиска. Основным недостатком случайного поиска является то, что нам неизвестно сколько понадобится времени для решения задачи. Как результат, GA требует меньше информации о задаче оптимизации, но написание целевой функции может быть затруднительным. Из недостатков алгоритма PSO нужно выделить то, что он легко попадает в локальный оптимум в многомерном пространстве и имеет низкую скорость сходимости. Первый недостаток ограничивает PSO-решения в определенной окрестности значений. Второй недостаток говорит насколько быстро

последовательность приближается к своему пределу. По этой причине, при решении вопросов математического моделирования для поиска оптимальных значений, установленных мощностей составных частей ФДЭС на постоянном токе перспективно использовать метод покоординатного спуска. Данный метод является наиболее простым в вопросах оптимизации, так как в нём многомерная задача сводится к одномерной.

Учитывая сложность заявленной темы, подавляющее большинство научных исследований практически невозможно осуществить без применения методов математического компьютерного моделирования. Сегодня рынок программных комплексов позволяет рассмотреть большое количество вариантов, инструментарий которых способен производить моделирование и оптимизацию систем электроснабжения, использующих в своем составе ВИЭ [52, 53]. Среди популярных стоит выделить следующие программные пакеты: The HOMER Pro (англ. Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources – Гибридная оптимизация нескольких энергетических источников) (США); PV\*SOL (Германия); PVsyst (Швейцария); MATLAB (англ. Matrix Laboratory) (США). Использование подобного рода комплексов помогает решить такие задачи, как исследование рабочих режимов гибридных систем автономного электроснабжения с системой накопления электроэнергии, определение их рациональных эксплуатационных режимов, проектирование интеллектуальных алгоритмов регулирования и управления электротехническим комплексом и др.

- HOMER Pro [54]. Программное обеспечение (ПО) HOMER Pro от компании HOMER Energy (США) применяется для оптимизации и проектирования микросетей в широком диапазоне: от электроснабжения поселений, деревень, а также изолированных коммунальных общин до подключённых к централизованной сети корпусов общественных зданий и военных баз. Изначально ПО было разработано в Национальной лаборатории возобновляемых источников энергии (англ. National Renewable Energy Laboratory – NREL), а затем получило развитие с расширением функционала с последующей коммерческой дистрибьюцией.

HOMER Pro моделирует работу системы, выполняя расчёты энергетического баланса с шагом дискретизации от одной минуты до одного часа. Для каждого временного шага HOMER Pro сравнивает потребность в электроэнергии (тепле) на рассматриваемом временном промежутке с энергией, которую система может предоставить, а затем рассчитывает потоки энергии к каждому компоненту системы. Для систем, включающих аккумуляторные батареи или традиционные генераторы, HOMER Pro также определяет на каждом временном промежутке как эффективно эксплуатировать генераторы и следует ли заряжать или разряжать накопитель. Помимо этих элементов в расчётную модель могут входить: ВЭС, ФЭС, микро-ГЭС, топливные элементы, электролизер, элементы хранения водорода, а также элементы тепловой нагрузки.

HOMER Pro помогает оптимизировать структуру гибридного энергетического комплекса, спроектированного на базе разного рода ВИЭ. ПО позволяет определить оптимальное соотношения установленных мощностей принятого к расчёту генерирующего оборудования. Итоговыми критериями определения оптимального состава могут выступать капиталовложения, уровень потребления дизельного топлива, количество выбросов углекислого газа в атмосферу.

- PV\*SOL [55]. ПО является одним из продуктов компании Valetin Software GmbH (Германия), основанной в 1988 году. Программа предназначена для динамического моделирования с 3D-визуализацией и детальным анализом расчёта ФЭС в сочетании с электроприборами, аккумуляторными системами и электромобилями. ПО позволяет проектировать и моделировать все типы современных солнечных систем электроснабжения: от небольших, у которых на крыше несколько модулей, до крупных солнечных парков.

PV\*SOL позволяет спланировать собственную систему хранения аккумуляторов, выбрав аккумуляторы из собственной библиотеки, а также определить инвертор со стратегией режимов заряда/разряда. В качестве альтернативы есть возможность загружать комплектные аккумуляторные системы хранения от ведущих производителей в библиотеку. Здания и объекты можно проектировать, используя чертежи планов этажей, а также спутниковые карты. ПО позволяет определять затраты, технические показатели производительности, экономию топлива и количество CO<sub>2</sub> выбросов в широком диапазоне нагрузок потребителей, оптимизировать производительность ФЭС.

- PVsyst [56]. ПО предназначено для изучения, определения размеров и анализа данных ФЭС, ориентированное на архитекторов, инженеров, научных исследователей, может применяться для образовательных целей. PVsyst рассматривает случаи с подключенными к сети ФЭС, автономными ФЭС, снабжением насосных агрегатов, сетевого общественного транспорта на постоянном токе. Программа включает в себя обширные базы метеорологических данных.

PVsyst имеет четыре основных функции, включая предварительный дизайн, дизайн проекта, базы данных и инструменты моделирования. ПО использует такие входные данные, как ориентация фотоэлектрических модулей (с возможностью отслеживания), системные компоненты: массив фотоэлектрических модулей (количество фотоэлектрических модулей, подключенных последовательно и параллельно), модель инвертора, аккумуляторная батарея и т.д. Результаты, включающие несколько десятков переменных моделирования, которые могут иметь месячные, дневные или часовые значения, формируются в отчёт. Отчёт может быть создан на каждом этапе моделирования. Детальная экономическая оценка может быть выполнена с

использованием реальных цен на компоненты, любых дополнительных затрат и инвестиционных условий.

- MATLAB [57]. MATLAB представляет собой многоуровневую платформу для программирования, числовых вычислений, а также моделирования инженерных систем, используемая учёными и исследователями для анализа данных, разработки алгоритмов и др. MATLAB как язык программирования был разработан деканом факультета компьютерных наук в Университете Нью-Мексико (США) Кливом Моулером в конце 1970-х годов. Особенностью данного ПО является то, что оно включает в себя пакеты прикладных программ, среди которых стоит выделить Simulink и Stateflow.

Simulink – это среда блок-схем для многослойного моделирования и проектирования. Simulink поддерживает проектирование на системном уровне, моделирование, автоматическую генерацию кода, а также непрерывное тестирование и проверку встроенных систем. Simulink предоставляет графический редактор, настраиваемые библиотеки блоков и решатели для моделирования динамических систем. Он интегрирован с MATLAB, что позволяет включать алгоритмы MATLAB в модели и экспортировать результаты моделирования в MATLAB для дальнейшего анализа.

Stateflow предоставляет графический язык, включающий диаграммы переходов состояний, блок-схемы, таблицы переходов состояний и таблицы истинности. Пакет Stateflow используется, чтобы описать, как алгоритмы MATLAB и модели Simulink реагируют на входные сигналы, события и временные условия. Stateflow позволяет проектировать и разрабатывать диспетчерское управление, планирование задач, управление неисправностями, протоколы связи, пользовательские интерфейсы и гибридные системы. С помощью Stateflow моделируется комбинаторная и последовательная логика принятия решений, которую можно интегрировать как блок в модели Simulink, так и выполнить команду кода в MATLAB. Графическая анимация позволяет анализировать и отлаживать логику во время её выполнения.

## **2.2 Преимущества и недостатки программных комплексов. Выбор среды имитационного моделирования.**

ПО HOMER Pro, PV\*SOL, PVsyst нацелены на решение задач оптимизации децентрализованных систем электроснабжения, имеющих в своём составе ВИЭ, с возможностью выбора оптимального соотношения генерирующих мощностей, а также с изменением ряда

входных параметров: потребляемой нагрузки, учёт теневого эффекта, уровня инсоляции, индекса прозрачности атмосферы и др. В свою очередь, ПО MATLAB обладает более широкими возможностями исследования систем электроснабжения, не ограничиваясь вопросами режимно-балансного управления и расчётов. Представленные выше расчётные комплексы имеют удобный интерфейс, также стоит отметить, что практически все имеют доступ к обучающим guide/help ресурсам, раскрывающим логику расчётов и специфику используемой команды или блока. Однако, помимо высоких цен за покупку лицензионного программного продукта, к недостаткам расчётных комплексов HOMER Pro, PV\*SOL, PVsyst стоит отнести следующее:

- В расчётах инсоляции используются среднемесячные значения, что может привести к неточным результатам по определению количества солнечных модулей в составе ФЭС.
- Недостаточный учёт корреляции между параметрами окружающей среды и техническими показателями эффективности генерирующего оборудования, к примеру, учёт влияния температуры на вольт-амперные характеристики фотоэлектрического модуля.
- Отсутствие учёта потерь электроэнергии в элементах преобразования и передачи, а также достаточно подробного учёта капиталовложений в эти элементы (анализ чувствительности).
- Отсутствует возможность дополнять систему новыми элементами с точки зрения исследования электрических параметров: напряжение, ток и др. Экран программы нельзя развернуть, чтобы пользователь мог видеть все параметры при использовании небольшого монитора.
- Отсутствует возможность применять расширенные научные расчёты, при необходимости развития метода оптимизации или для сравнительного анализа.

ПО MATLAB позволяет решать весь спектр задач от разработки модели до тестирования, проверки, аппаратной реализации. Достоинством данного продукта является его огромная, постоянно обновляемая база компонентов и готовых блоков, что упрощает создание моделей. В частности, пакет Simulink способен удовлетворить все потребности пользователя, который занимается разработкой имитационной модели. Внушительный набор численных методов в совокупности со средствами графической визуализации делает MATLAB универсальным инструментом инженерных расчётов и научных исследований. Возможность исследовать динамический и статический уровень изменений в генерирующем оборудовании автономной системы электроснабжения, дополненная самостоятельно спроектированными блоками – весомое преимущество в вопросе выбора среды моделирования. С учётом вышеперечисленных

достоинств имитационное моделирование было реализовано в MATLAB с распределением поставленных задач между его приложениями Simulink и Stateflow.

Необходимо выделить основные функциональные особенности MATLAB для изучения автономных энергосистем на постоянном токе:

1. В рамках исследовательской задачи автора в расчётах должны использоваться почасовые данные инсоляции, с учётом облачности, угла ориентации приёмной поверхности и среднесуточной температуры окружающей среды. Таким образом автор преследует цели обеспечения высокой точности получаемых выходных данных с возможностью их качественного соотношения с реальными условиями эксплуатации оборудования в автономных системах электроснабжения. Для этого необходимо спроектировать собственный блок солнечной радиации, что возможно сделать в среде Simulink.

2. Синтаксис среды MATLAB имеет возможность вызова стандартных функций-решателей, к примеру, *intlinprog* (англ. integer linear programming – целочисленное линейное программирование). Функционал данного решателя способен с достаточным уровнем точности проводить оптимизацию состава генерирующих источников по объявленному критерию минимизации.

3. Для проектирования ФЭС необходимо учитывать источники потерь, возникающих в преобразователях. Это позволяет получить данные с приближением к реальным условиям функционирования.

4. Возможность анализировать влияние температуры окружающей среды на вольт-амперные характеристики фотоэлектрических модулей через температурные коэффициенты.

5. Simulink и Stateflow дают возможность развить исследование в вопросах построения и управления ФДЭС на постоянном токе с интеграцией в централизованную сеть, используя готовые функции и блоки. Результаты моделирования могут быть трансформированы в язык кода семейства группы C, код может быть полезен разработчикам контроллеров технологий MPPT (англ. Maximum Power Point Tracking) или BMS (англ. Battery Management System).

6. MATLAB обеспечивает гибкую двустороннюю интеграцию со многими языками программирования, включая *Python*. Это позволяет многим исследователям, используя алгоритмы и возможности MATLAB, реализовывать проекты по цифровизации электроэнергетики России в проектируемом ПО.

## 2.3 Моделирование режимов работы дизель-генераторной установки выпрямительного типа в MATLAB/Simulink.

Целью моделирования являются режимы работы ДГУ, поэтому целесообразно использовать реальные данные энергоисточника. Разрабатываемая математическая модель должна использовать численные методы решения с необходимым шагом дискретизации. Модель должна позволять исследовать последовательность статических и, если необходимо, динамических режимов автономной системы электроснабжения на постоянном токе в течение исследуемого временного интервала с заданным масштабом времени, обеспечивая возможность анализа суточных изменений энергетических характеристик системы. Ключевыми компонентами ДГУ являются дизельный двигатель (ДД), жёстко связанный с ним синхронный генератор (СГ), который вырабатывает электроэнергию в виде переменного трёхфазного синусоидального тока. Далее эта энергоустановка через силовое преобразовательное звено подключается на сборные шины постоянного тока, к которым подключены другие элементы электротехнического комплекса.

Заявленные производителем характеристики ДД приведены на Рисунке 12. В качестве примера опорного источника электроэнергии рассматривается ДД ЯМЗ-238-М2 в составе ДГУ АД-100 (Россия) [58].

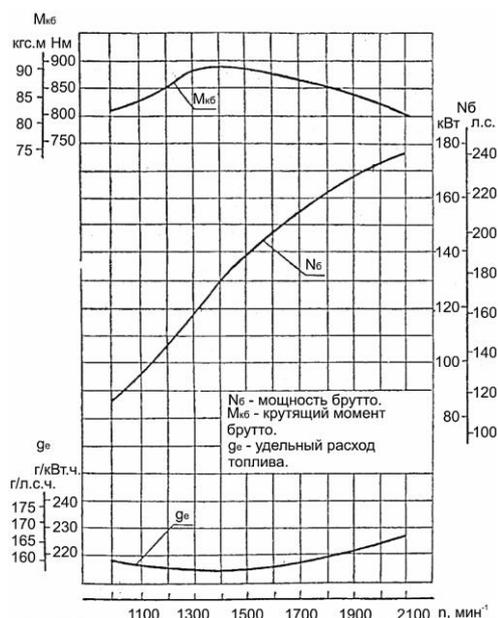


Рисунок 12 – Внешняя скоростная характеристика двигателя ЯМЗ-238-М2 (Россия) от производителя

При построении модели ДД использовались методики [59–65], на основании которых получены математические выражения для расхода топлива и вырабатываемой мощности.

Однако, учитывая цель в долгосрочной перспективе исследования, математическая модель ДД должна также устанавливать связи между эксплуатационными параметрами, среди которых частота вращения и положение рейки топливного насоса высокого давления (ТНВД). Полученные зависимости должны соотноситься с паспортными данными ДД (Рисунок 12) с допустимой погрешностью. При создании имитационной модели ДД предполагается, что двигатель, включенный в состав ДГУ, имеет всережимный регулятор частоты вращения.

Рисунок 13 (а) иллюстрирует смоделированную внешнюю ветвь скоростной характеристики ( $M$  и  $P$ ) с ТНВД, а также нагрузочную характеристику моделируемой ДГУ Рисунок 13 (б), по которой выполняется расчёт расхода дизельного топлива. При малых нагрузках  $P$  значительно возрастает удельный расход  $g$  дизельного топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии, что отчётливо видно на Рисунке 13 (б). Стоит отметить, что длительная работа ДГУ на нагрузку менее 30% от номинальной приводит к закоксовыванию цилиндров двигателя из-за не успевших сгореть в них фракций топлива, что негативно сказывается на моторесурсе, а также большем количестве вредных выбросов в окружающую атмосферу. По этой причине, в условиях эксплуатации в составе ФДЭС, перспективно рассмотреть ДГУ выпрямительного типа [64, 65]. Для этого требуются математические модели, позволяющие по действительным значениям положений рычага подачи топлива определять текущую частичную скоростную характеристику и вращающий момент дизеля по текущей угловой частоте вращения вала.

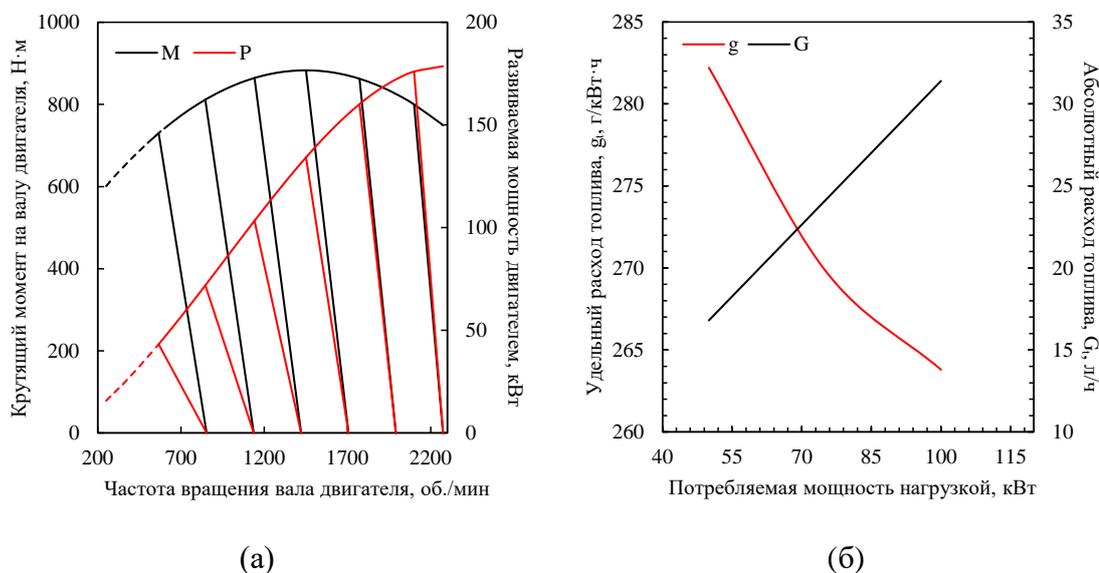


Рисунок 13 – Внешняя скоростная характеристика двигателя (а), нагрузочная характеристика дизель-генераторной установки (б) в MATLAB/Simulink

Для упрощения расчётов заявленных выражений, было принято решение воспользоваться сборными коэффициентами С.Р. Лейдермана [66] позволяющими осуществлять переход от

развиваемого момента до вырабатываемой мощности на валу ДД и наоборот. Данное упрощение позволило свести ввод исходных данных ДД к минимуму, акцентируя внимание на получении технико-экономических характеристик ДД. При достижении момента нагрузки на валу ДД превышающего некоторое значение, работа двигателя продолжается по внешней дугообразной механической характеристике (Рисунок 13 (а), зависимость  $M$ ). При снижении частоты вращения вала ДД до порогового значения (550 об/мин и ниже) работа двигателя становится неустойчивой, и он останавливается – пунктирные линии графика (а). Развитие модели, к примеру, работа на меньшей частоте вращения также возможна в рамках данных математических интерпретацией. Так, семейство, соответствующее постоянным промежуточным положениям рейки ТНВД, отображено частичными скоростными характеристиками ДД, которые представлены в виде линейных зависимостей. Расхождение от симметричного соприкосновения  $M$  и  $P$  обусловлено различными характерами зависимости от давления в цилиндрах и частоты вращения вала, что не исследуется в рамках данной работы. Коэффициенты С.Р. Лейдермана представлены ниже:

$$\begin{aligned}
 a &= \frac{\frac{M_{\text{ДД\_max}}}{M_{\text{ДД\_P}}} \cdot \frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \cdot \left( 2 - \frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \right) - 1}{\frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \cdot \left( 2 - \frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \right) - 1}; \\
 b &= \frac{2 \cdot \frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \cdot \left( \frac{M_{\text{ДД\_max}}}{M_{\text{ДД\_P}}} - 1 \right)}{\frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \cdot \left( 2 - \frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \right) - 1}; \\
 c &= \frac{\left( \frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \right)^2 \cdot \left( \frac{M_{\text{ДД\_max}}}{M_{\text{ДД\_P}}} - 1 \right)}{\frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \cdot \left( 2 - \frac{n_{\text{ДД\_P}}}{n_{\text{ДД\_M}}} \right) - 1},
 \end{aligned} \tag{1}$$

где  $M_{\text{ДД\_max}}$  – максимальный крутящий момент ДД;  $M_{\text{ДД\_P}}$  – вращающий момент ДД при номинальной мощности;  $n_{\text{ДД\_P}}$  – частота вращения вала ДД при максимальной мощности;  $n_{\text{ДД\_M}}$  – частота вращения вала ДД при максимальном моменте. Стоит отметить, что эти исходные данные имеются в открытом доступе и представлены в руководствах по эксплуатации или каталогах как отечественных, так и зарубежных производителей ДД.

Далее приведены аналитические выражения, необходимые для моделирования характеристик ДД, учитывая объявленный выше всережимный регулятор частоты вращения. Характеристики будут иметь вид при условии полной подачи топлива для внешней ветви:

$$P_{\text{ДД}}^{\text{внеш.}} = P_{\text{ДД\_max}} \cdot \left[ a \cdot \frac{n_{\text{ДД}}}{n_{\text{ДД\_P}}} + b \cdot \left( \frac{n_{\text{ДД}}}{n_{\text{ДД\_P}}} \right)^2 + c \cdot \left( \frac{n_{\text{ДД}}}{n_{\text{ДД\_P}}} \right)^3 \right], \quad (2)$$

где  $P_{\text{ДД}}^{\text{внеш.}}$  – развиваемая мощность ДД для внешней ветви;  $n_{\text{ДД}}$  – частота вращения вала ДД.

$$M_{\text{ДД}}^{\text{внеш.}} = M_{\text{ДД\_P}} \cdot \left[ a + b \cdot \left( \frac{n_{\text{ДД}}}{n_{\text{ДД\_P}}} \right) + c \cdot \left( \frac{n_{\text{ДД}}}{n_{\text{ДД\_P}}} \right)^2 \right], \quad (3)$$

где  $M_{\text{ДД}}^{\text{внеш.}}$  – вращающий момент ДД для внешней ветви.

При дальнейшем моделировании режимов работы ДД на регуляторной ветви скоростной характеристики, необходимо задать коэффициент наклона регуляторной ветви. В силу конкретизации поставленных целей исследования, данный коэффициент определяется из регламентирующих по ГОСТ таблиц, где для потребителей, для которых важными являются только основные характеристики напряжения и частоты (системы освещения и прочие простые электрические нагрузки), наклон регуляторной характеристики двигателя – не более 8% [67–69]. Расчёт коэффициента осуществлялся по методике [64, 65].

$$M_{\text{ДД}}^{\text{рег.}} = k_p \cdot (n_{\text{ДД\_max}} - n_{\text{ДД}}), \quad (4)$$

где  $M_{\text{ДД}}^{\text{рег.}}$  – вращающий момент ДД для регуляторной ветви;  $k_p$  – коэффициент наклона;  $n_{\text{ДД\_max}}$  – максимальная частота вращения вала ДД на холостом ходу. Характеристика мощности ДД регуляторной ветви связана с вращающим моментом ДД регуляторной ветви через произведение момента на  $\frac{\pi}{30}$ .

При установке задатчика подачи топлива не на максимум, а в некоторое промежуточное положение, регуляторная ветвь параллельно смещается в сторону меньших частот вращения вала и становится более пологой – Рисунок 13 (а). Набор математических выражений для данного случая представлен ниже:

$$n_{\text{ДД\_част.}_\text{max}}^{\text{xx}} = n_{\text{ДД\_min}} + h \cdot (n_{\text{ДД\_max}} - n_{\text{ДД\_min}}), \quad (5)$$

где  $n_{\text{ДД\_част.}_\text{max}}^{\text{xx}}$  – частота вращения ДД в режиме холостого хода, при заданном положении рычага подачи топлива  $h$ ;  $k_p$  – коэффициент наклона;  $n_{\text{ДД\_min}}$  – минимально устойчивая частота вращения вала ДД.

Согласно приведённым ранее выражениям, на внешней ветви частичной характеристики вращающий момент ДД определяется как:

$$M_{h\_max}^{\text{внеш.}} = M_{\text{ДД\_P}} \cdot \left[ a + b \cdot \left( \frac{n_{\text{ДД\_част.}_\text{max}}^{\text{xx}}}{n_{\text{ДД\_P}}} \right) + c \cdot \left( \frac{n_{\text{ДД\_част.}_\text{max}}^{\text{xx}}}{n_{\text{ДД\_P}}} \right)^2 \right] \quad (6)$$

Для частичной регуляторной ветви вращающий момент определяется как:

$$M_{\text{ДД}}^{\text{рег.}} = k_p \cdot (n_{\text{ДД\_част.}_\text{max}}^{\text{рег.}} - n_{\text{ДД}}), \quad (7)$$

где  $n_{\text{ДД\_част.}_\text{max}}^{\text{рег.}}$  – частота вращения вала ДД на регуляторной частичной ветви (скорость перехода).

$$n_{\text{ДД\_част.}_\text{max}}^{\text{рег.}} = -\frac{B}{2 \cdot A} - \sqrt{\frac{B^2 - 4 \cdot A \cdot C}{4 \cdot A^2}}, \quad (8)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – коэффициенты для определения скорости перехода (с внешней на регуляторную), учитывая, что искомое значение принадлежит одновременно и внешней, и регуляторной частичным характеристикам. Данное значение не зависит от нагрузки, они постоянны для конкретной модели ДД с его параметрами.

Зная истинную скорость вращения вала ДД, можно определить мощность и расход топлива. Для этого необходимо получить зависимости  $G_{\text{абс.}} = f(P_{\text{ДД}})$  и  $g_{\text{уд.}} = f(P_{\text{ДД}})$ . Для решения этой задачи используется функции регрессионного анализа в MATLAB с изменяемым параметром – нагрузка на ДД.

$$\begin{cases} G_{\text{абс.}} = 0,2921 \cdot P_{\text{ДД}} + 2,1885 \\ g_{\text{уд.}} = 0,005 \cdot P_{\text{ДД}}^2 - 1,12 \cdot P_{\text{ДД}} + 325,67 \\ W_{\text{э}_i} = \frac{g_{\text{э}_i} \cdot G_m}{1000} \end{cases}, \quad (9)$$

где  $G_{\text{абс.}}$  – абсолютный расход дизельного топлива;  $g_{\text{уд.}}$  – удельный расход дизельного топлива;  $W_{\text{э}_i}$  – валовый выброс  $i$ -го вещества за год, стационарной ДГУ;  $g_{\text{э}_i}$  – удельный массовый

выброс  $i$ -го вещества, приходящегося на 1 кг дизельного топлива;  $G_m$  – расход топлива ДГУ за год.

Помимо определения величин расхода топлива, необходимо учитывать эмиссию  $i$ -компонента стационарной ДГУ. Среди них стоит выделить углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ), диоксид азота ( $\text{NO}_x$ ), гидрокарбонаты ( $\text{C}_x\text{H}_y$ ), диоксид серы ( $\text{SO}_2$ ), а также сажу ( $\text{C}$ ). В таком случае выбросы, связанные с конкретным объектом исследования (моделирования), могут быть получены из абсолютного расхода дизельного топлива в масштабах одного года. Для такого подхода используется российский ГОСТ по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу, а также методика расчёта этих выбросов от стационарных ДГУ [70].

В серийно выпускаемых ДГУ до 100 кВт включительно, в качестве преобразователя механической энергии в электрическую энергию, обычно используют СГ с различными системами возбуждения. При создании имитационной модели ДГУ для моделирования электрической машины автор использует подход с независимым электромагнитным возбуждением.

Отличительной особенностью СГ с данной системой возбуждения является то, что питание обмотки возбуждения и автоматического регулятора напряжения обеспечивается от независимого источника. При таком конструктивном исполнении, питание возбуждения не зависит от нагрузки на обмотках статора. Благодаря данному принципу регулировка возбуждения по напряжению/частоте позволяет СГ работать даже при коротком замыкании или с кратными токовыми перегрузками (включение насосов, асинхронных двигателей).

Алгоритм работы электрической машины можно свести к доступному для моделирования статической задачи описанию. При вращении ротора основного СГ первичным ДД в каждой фазе его рабочей обмотки статора наводится электродвижущая сила (ЭДС). Пологая, что магнитный поток изменяется синусоидально (косинусоидально) с частотой, зависящей от скорости вращения ротора при определённом числе пар полюсов, и учитывая, что  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ , и переходя к действующему значению ЭДС, можно получить выражение:

$$\varepsilon = c \cdot n \cdot \Phi, \quad (10)$$

где  $c$  – постоянный коэффициент, учитывающий конструктивные особенности принятой к моделированию машины, коэффициент может быть определён из эксперимента или принят на основании каталожных данных;  $n$  – частота вращения ротора;  $\Phi$  – магнитный поток, создаваемый системой возбуждения.

Исходя из выражения (10), ЭДС генератора пропорциональна основному магнитному потоку машины, при этом отслеживаемое напряжение на зажимах генератора меньше ЭДС на величину внутреннего падения напряжения:

$$\vec{U} = \vec{\varepsilon} - \vec{I} \cdot \vec{z}, \quad (11)$$

где  $\vec{I}$  – ток в обмотке статора (ток нагрузки);  $\vec{z}$  – полное сопротивление обмотки (одной фазы).

В качестве силового преобразователя, входящего в состав ФДЭС на постоянном токе, применяется выпрямитель, пара фильтров, а также DC/DC преобразователь. Данная концепция предназначена для преобразования электрической энергии трёхфазного переменного тока, поступающей от СГ в электрическую энергию постоянного тока. Далее энергия постоянного тока передаётся на сборную шину постоянного тока (ШПТ) для распределения и питания потребителей. Предлагаемая структурная схема силового преобразовательного звена для ДГУ представлена на Рисунке 14:

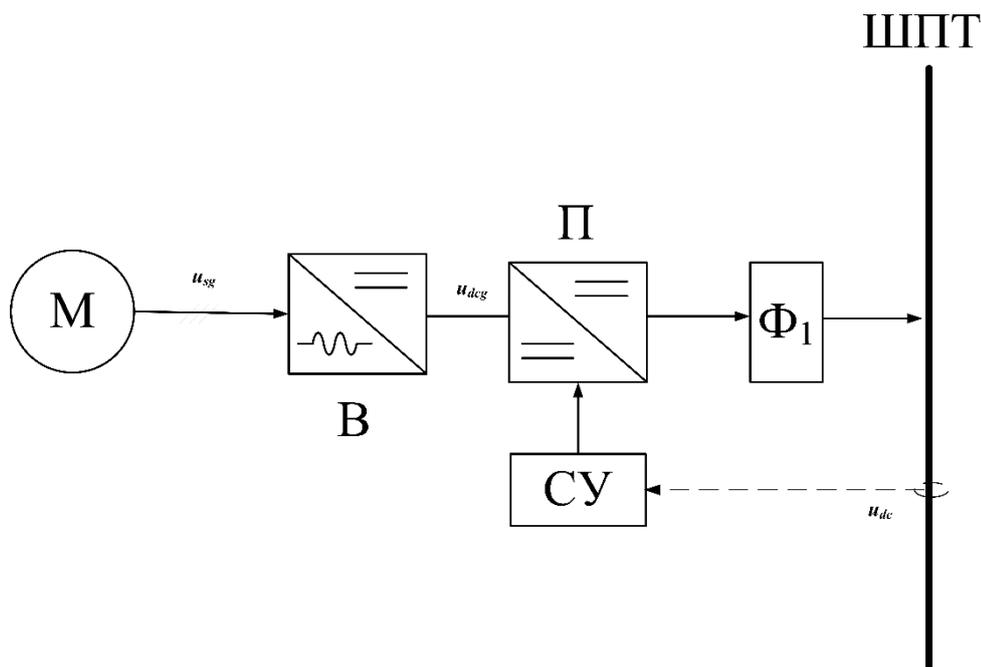


Рисунок 14 – Структурная схема силового преобразователя дизель-генераторной установки

На Рисунке 14 основными компонентами являются:  $M$  – синхронный генератор ДГУ;  $B$  – неуправляемый трёхфазный мостовой выпрямитель;  $\Phi_1$  – сглаживающий фильтр;  $\Pi$  – преобразователь постоянного напряжения;  $СУ$  – система управления.

Для моделирования статических режимов работы преобразовательного звена в составе всей ФДЭС на постоянном токе, в рамках данной работы достаточно построить усредненную

линеаризованную математическую модель преобразователя в MATLAB/Simulink. Подразумевается, что на входе преобразователя установлен выпрямитель. В рамках данного исследования расчёт и моделирование работы фильтров не рассматривается. В качестве выпрямителя используется известная мостовая трёхфазная схема на полупроводниковых диодах. Если считать, что вентили идеальные, а также пренебречь потерями напряжения за счёт явления коммутации вентилей, то среднее значение напряжения на выходе данного выпрямителя будет определяться выражением:

$$U_d = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \cdot \vec{U}, \quad (12)$$

где  $\vec{U}$  – действующее значение фазного напряжения СГ;  $\frac{3\sqrt{6}}{\pi}$  – коэффициент передачи выпрямителя по напряжению.

Следует подчеркнуть, что модель составлена для нормальных условий работы рассматриваемой машинно-вентильной системы, обеспечивающих на выходе стабилизированное постоянное напряжение 540 В.

На основании вышеизложенного, была построена компьютерная модель ДГУ в подсистеме MATLAB/Simulink. Необходимо добавить, что функция момента  $M$ , развиваемого ДД, является многопараметрической нелинейной функцией большого числа параметров: положение ТНВД, абсолютный расход топлива, температура двигателя и пр. В рамках исследовательской задачи подсистема модели ДД имеет один векторный вход момента сопротивления на валу, сигнал включения ДД, а также шесть результирующих выходов для построения характеристик. Таким образом, спроектированный математический аппарат помогает провести оценку режимов работы ДД и его уровень потребления топлива.

Шина сигналов помогает расщедоточить искомые скалярные выходные значения ДД, СГ в составе ДГУ. В рамках поставленной задачи это: логический сигнал управления, выходная электрическая мощность СГ, действующее выпрямленное напряжения статорной обмотки СГ, величина абсолютного расхода дизельного топлива ДД, величина удельного расхода топлива ДД, а также КИУМ.

Модель в MATLAB/Simulink исследует последовательность статических режимов автономной системы электроснабжения на постоянном токе в течение суток: с временным масштабом моделирования – 24 секунды, обеспечивая возможность исследования суточных изменений энергетических характеристик системы с шагом дискретизации 1 секунда, что соответствует 1 часу реального времени. Максимальная ошибка модели по расходу топлива не

превышала 12,9% и наблюдалась при неустойчивых режимах работы ДД. В оптимальной зоне регулирования экономичного режима работы ДД от 30 до 70% загрузки, средняя приведенная погрешность по расходу топлива составила 4,1%.

## 2.4 Математическое описание и модель фотоэлектрической системы в MATLAB/Simulink

Основным механизмом, который позволяет фотоэлементу генерировать электричество, является фотогальванический эффект. Фотогальванический эффект – это возникновение напряжения, когда свет падает на материал. Фотоэлемент представляет собой фотоэлектрический полупроводниковый преобразователь, состоящий из  $p-n$  перехода на котором возникает электродвижущая сила, обеспечивающая электрический ток во внешней цепи. Детальные математические интерпретации данного процесса хорошо описаны в работах [19, 71].

Имитационная модель ФЭС реализована в подсистеме MATLAB/Simulink и представлена на Рисунке 15. Выходными данными модели являются вольт-амперная (ВАХ) и мощностная характеристики фотоэлектрического модуля, а также значение отдаваемой мощности в сеть от всей ФЭС. Эти данные были получены на основании технических показателей принятого к моделированию фотоэлектрического модуля TSM-200 [72].



Рисунок 15 – Внешний вид модели фотоэлектрической станции в MATLAB/Simulink

Входными данными являются интенсивность солнечного излучения  $G$ , а также температура окружающей среды  $T$ , детальное описание которых будет представлено далее. Расчёт технических параметров схемы замещения реализован в виде подпрограммы, исходными

данными для которой являются напряжение холостого хода, ток короткого замыкания и температурные коэффициенты, задаваемые производителем фотоэлементов.

Так, энергетическая часть ФЭС реализована путём применения управляемого источника постоянного тока. Модель подсистемы ФЭС представлена на Рисунке 16. Массив солнечных панелей, входящих в состав подсистемы ФЭС, может передавать генерируемый ток напрямую в СНЭЭ или же в сеть в зависимости от режима работы установки. Влияние солнечного контроллера учитывается, как пропорциональное снижение коэффициента полезного действия.

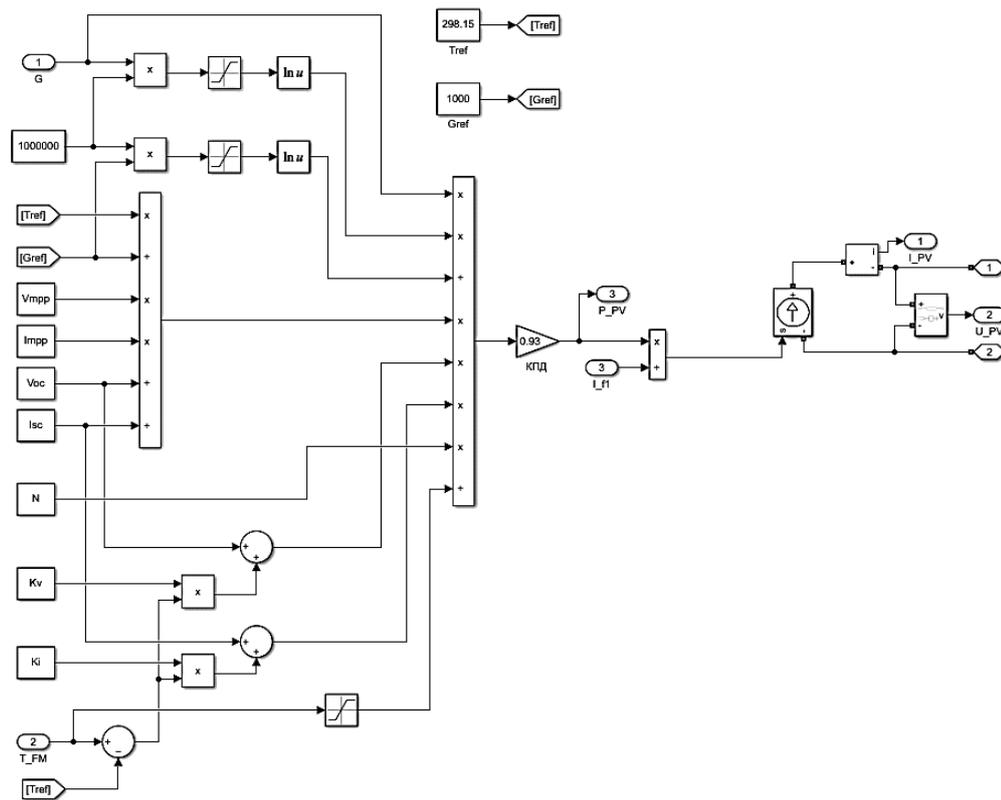


Рисунок 16 – Модель подсистемы фотоэлектрической системы в MATLAB/Simulink

Для построения модели ФЭС использовалась методика, предложенная [73], согласно которой максимальная выходная мощность ФЭС определяется по выражению:

$$P_{\text{ФЭС}} = \frac{C_F \cdot N \cdot G \cdot \eta_{\text{преоб.}} \cdot \ln(10^6 \cdot G)}{T_{\text{ФЭС}}}, \quad (13)$$

где  $N$  – количество фотоэлектрических панелей в массиве;  $C_F$  – постоянный коэффициент;  $G$  – текущий уровень инсоляции;  $T_{\text{ФЭС}}$  – текущая температура фотоэлектрического модуля;  $\eta_{\text{преоб.}}$  – эффективность преобразователя с контроллером МРРТ.

В настоящей работе для определения величины коэффициента  $C_F$  использовалось более точное выражение, основанное на исследовании [73]:

$$C_F = \frac{FF \cdot T_{ref}}{G_{ref}} \cdot \frac{[I_{SC} + k_i \cdot (T_{\PhiЭС} - T_{ref})] \cdot [V_{OC} + k_v \cdot (T_{\PhiЭС} - T_{ref})]}{\ln(10^6 \cdot G_{ref})}, \quad (14)$$

где  $FF$  – коэффициент заполнения ВАХ;  $G_{ref}$ ,  $T_{ref}$  – значения температуры и инсоляции фотоэлектрического модуля при стандартных условиях испытания ( $T = 25^\circ\text{C}$ ,  $G = 1000 \text{ Вт/м}^2$ );  $k_i$ ,  $k_v$  – температурные коэффициенты тока короткого замыкания и напряжения холостого хода фотоэлектрического модуля. Энергетические характеристики фотоэлектрического модуля TSM-200, полученные с использованием математической модели, представлены на Рисунке 17.

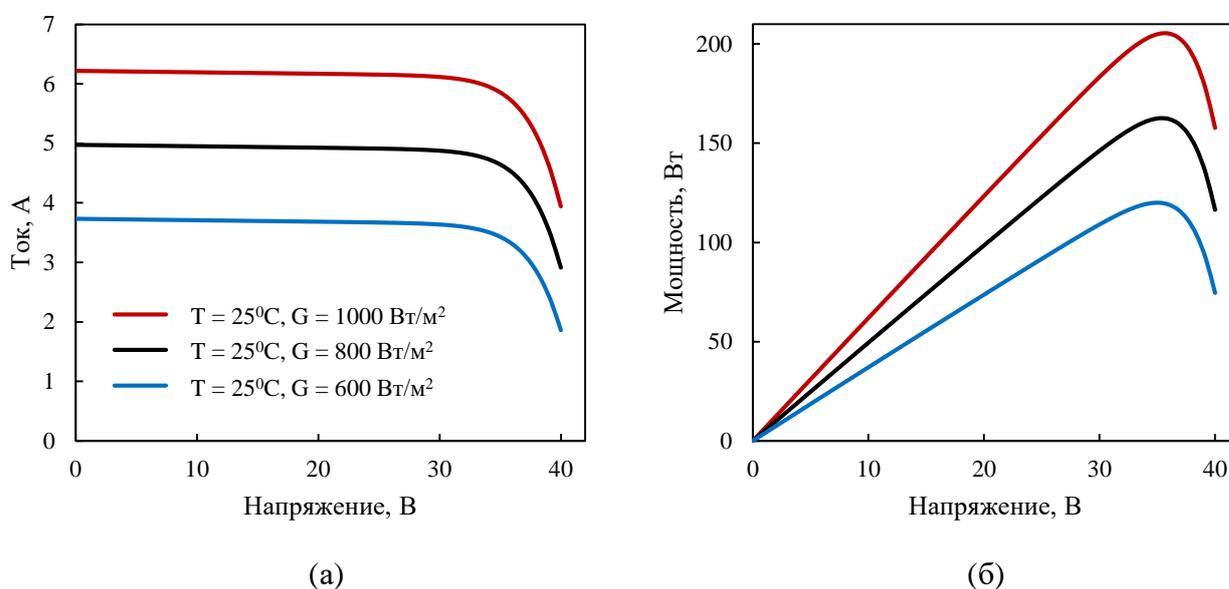


Рисунок 17 – Вольт-амперные характеристики фотоэлектрического модуля TSM-200 (а) и мощностные характеристики (б) при различной инсоляции, полученные в MATLAB/Simulink

Коэффициент заполнения ВАХ ( $FF$ ) рассчитывается из паспортных показателей принятого к моделированию фотоэлектрического модуля по выражению:

$$FF = \frac{I_{MPPT} \cdot V_{MPPT}}{I_{SC} \cdot V_{OC}}, \quad (15)$$

где  $I_{MPPT}$ ,  $V_{MPPT}$  – паспортные показатели тока и напряжения фотоэлектрического модуля в точке максимальной мощности при стандартных условиях испытания ( $T = 25^\circ\text{C}$ ,  $G = 1000 \text{ Вт/м}^2$ );  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  – паспортные значения тока короткого замыкания и напряжения холостого хода фотоэлектрического модуля при стандартных условиях испытания ( $T = 25^\circ\text{C}$ ,  $G = 1000 \text{ Вт/м}^2$ ).

Результаты моделирования показали, что разработанная модель имитирует текущие характеристики ФЭС с удовлетворительной точностью в окрестностях точки МРРТ. Максимальная погрешность расчетных значений выходной мощности во всём диапазоне возможных изменений температуры и инсоляции не превышает 4% [74]. Также стоит добавить, что в энергетической характеристике панели увеличение температуры на 1°C приводит к снижению вырабатываемой мощности на 0,45%.

## **2.5 Построение математической модели прихода инсоляции и температуры окружающей среды в MATLAB/Simulink**

Солнечная энергия доставляется на Землю в виде космического солнечного излучения, действующего за пределами атмосферы, и, после прохождения через атмосферу, - суммарного солнечного излучения на уровне земной поверхности. Компоненты суммарной солнечной радиации, обычно, измеряются пиранометрами, соляриметрами, актинографами и др., они, как правило, устанавливаются на метеостанциях в конкретных регионах. Информация от сети метеостанций обрабатывается с применением статистических методов и интерполяции результатов наблюдений по территории и по временным интервалам, что позволяет получать базы данных по инсоляции.

Для моделирования инсоляции в конкретном месте часто используются методики, использующие принципы солнечной астрономии и геометрии. Такая модель обладает универсальностью и обеспечивает упрощение комплексной модели электротехнического комплекса электроснабжения.

Величина инсоляции, поступающей на поверхность Земли, является переменной величиной, зависящей от множества факторов: географических координат месторасположения ФЭС, пространственной ориентации массива фотоэлектрических модулей, температуры воздуха окружающей среды, облачности, коэффициента отражения земной поверхности и др. Учитывая сложность учёта всех, в большинстве своём, неконтролируемых факторов, математическую модель необходимо выполнить максимально удобной для выбора оборудования ФЭС, при приемлемой для решаемой задачи адекватности модели. Сегодня, преимущественное распространение получили стохастические методы расчёта уровня инсоляции [75, 76], которые используют в качестве исходных данных специальные климатические справочники или электронные базы, составленные по результатам многолетних метеорологических наблюдений.

В данной работе для моделирования уровня инсоляции использовалась методика, предложенная В.У.Н. Liu и R.C. Jordan [77]. В случае наклонной приёмной поверхности (фотоэлектрический модуль) компоненты падающего суммарного солнечного излучения показаны на Рисунке 18. В дополнение к прямому ( $G_B$ ) и рассеянному ( $G_D$ ) солнечному излучению добавляется отражённое солнечное излучение ( $G_R$ ).

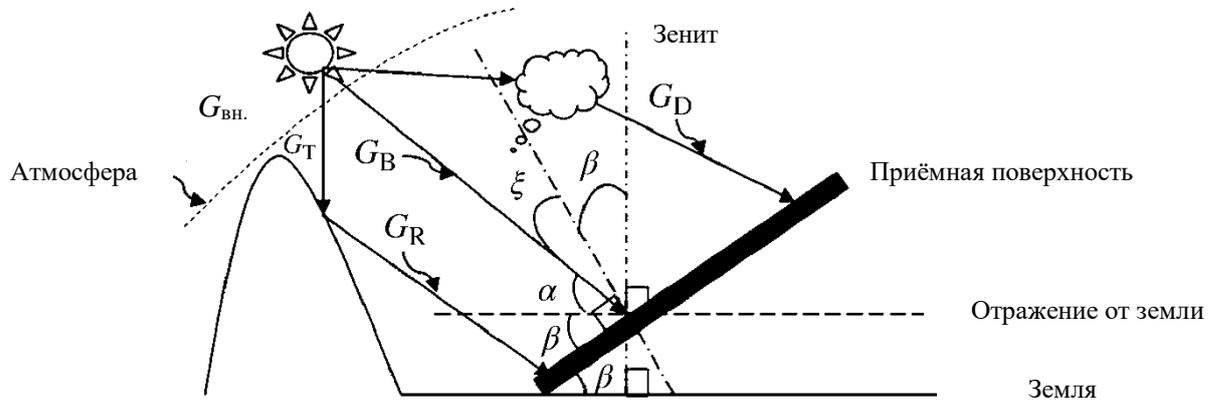


Рисунок 18 – Составляющие солнечного излучения на наклонной поверхности

Уравнение компонентов суммарной солнечной энергии для наклонной поверхности можно записать через компоненты для горизонтальной приёмной поверхности следующим образом:

$$G_{T,\beta,\gamma}^{\text{сумм.}} = G_{B,\beta,\gamma} + G_{D,\beta,\gamma} + G_{R,\beta,\gamma} = G_B^{\text{гор.}} \cdot \frac{\cos \alpha}{\cos \theta_z} + G_D^{\text{гор.}} \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho \cdot G_T^{\text{сумм.}} \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2}, \quad (16)$$

где  $G_{T,\beta,\gamma}^{\text{сумм.}}$ ,  $G_{B,\beta,\gamma}$ ,  $G_{D,\beta,\gamma}$ ,  $G_{R,\beta,\gamma}$  – значения суммарной, прямой, рассеянной от облаков и аэрозолей и отражённой от земной поверхности радиации на произвольно ориентированный фотоэлектрический модуль, соответственно;  $\alpha$  – угол между направлением потока солнечного излучения к поверхности и нормалью к ней;  $\theta_z$  – зенитный угол Солнца;  $\beta$  – угол наклона фотоэлектрического модуля по отношению к поверхности земли;  $\rho$  – альbedo земной поверхности.

Из уравнения (16) очевидно, что «ключом» к нахождению компонентов солнечной радиации на наклонной поверхности является оценка отношений (коэффициентов) при значениях компонентов суммарной солнечной радиации для горизонтальной поверхности. Для определения угла  $\alpha$  можно воспользоваться выражением (см. Рисунок 19):

$$\cos \alpha = (A - B) \cdot \sin \delta + [C \cdot \sin \omega + (D + E) \cdot \cos \omega] \cdot \cos \delta. \quad (17)$$

Коэффициенты  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$ ,  $E$  вычисляются по формулам:

$$\begin{cases} A = \sin \varphi \cdot \cos \beta; \\ B = \cos \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma; \\ C = \sin \beta \cdot \sin \gamma; \\ D = \cos \varphi \cdot \cos \beta; \\ E = \sin \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma, \end{cases} \quad (18)$$

где  $\varphi$  – координата широты местности, в которой устанавливается фотоэлектрический модуль;  $\gamma$  – азимутный угол размещения фотоэлектрического модуля (при ориентации на Юг для северного полушария  $\gamma = 0^\circ$ , при смещении на Восток  $\gamma$  принимается положительным, при смещении на Запад – отрицательным, а для южного полушария при ориентации на Север  $\gamma = 180^\circ$ );  $\delta$  – угол склонения Солнца;  $\omega$  – часовой угол Солнца.

Для определения зенитного угла Солнца можно воспользоваться формулой:

$$\theta_z = \arccos[\sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega]. \quad (19)$$

Угол высоты подъёма Солнца над горизонтом  $h$  определяется по выражению:

$$h = 90^\circ - \theta_z. \quad (20)$$

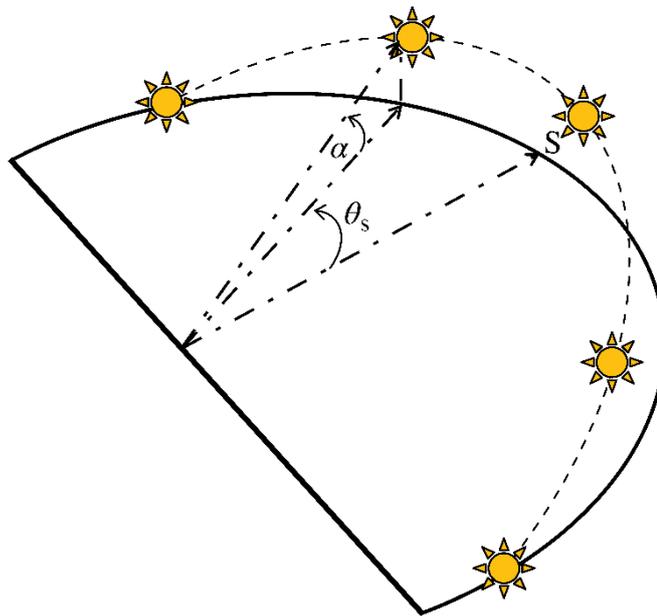


Рисунок 19 – Пространственное положение угла между направлением потока солнечного излучения к поверхности и нормалью к ней и азимутного угла положения Солнца

Азимутный угол положения Солнца  $\theta_s$  вычисляется из решения уравнения:

$$\cos \theta_s = \frac{\sin h \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos h \cdot \cos \varphi}. \quad (21)$$

Часовой угол вычисляется по выражению:

$$\omega = 15 \cdot (t - 12 - T_{VB} - \Delta T_{UTC}) + L, \quad (22)$$

где  $t$  – текущее официальное местное время;  $\Delta T_{UTC}$  – разница между местным официальным и средним временем по Гринвичу;  $L$  – географическая координата долготы места размещения фотоэлектрического модуля.

Временная поправка  $T_{VB}$  определяется по формуле:

$$T_{VB} = \frac{1}{60} \cdot [9,87 \cdot \sin(2V) - 7,53 \cdot \cos(V) - 1,5 \cdot \sin(V)], \quad (23)$$

где  $V = V_0 \cdot (N - 81)$ ;  $V_0 = \frac{360}{365}$ ;  $N$  – номер календарного дня с начала года, к примеру,

01.01 соответствует  $N = 1$  и далее по порядку следования.

Угол склонения представляет собой угол между вектором Земля-Солнце и плоскостью экватора (см. Рисунок 20).

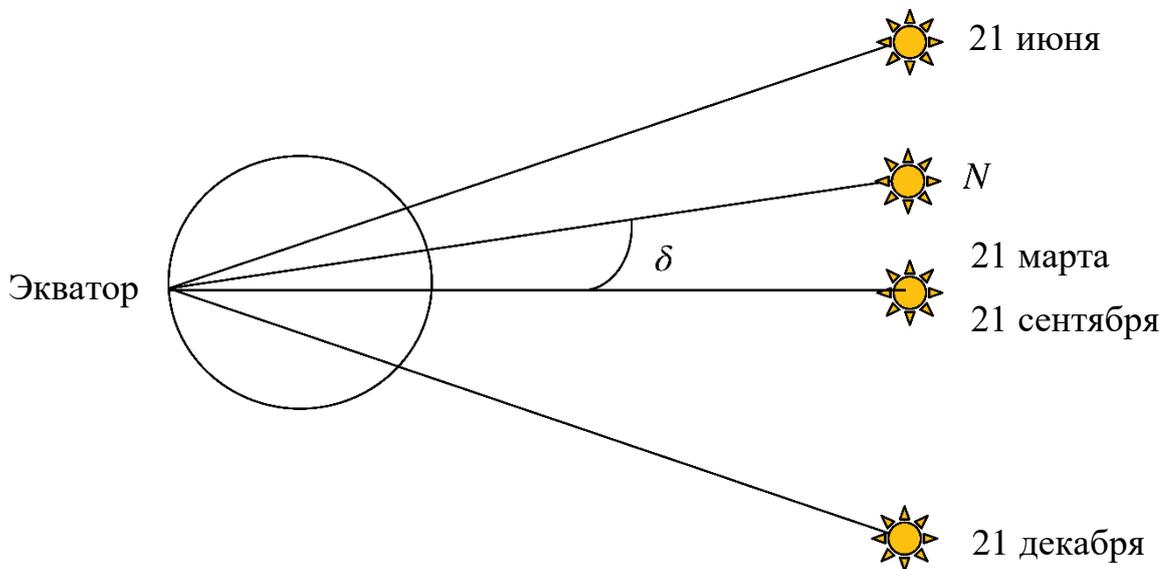


Рисунок 20 – Пространственное положение угла склонения Солнца

Угол склонения определяется с помощью формулы Купера:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin[V_0 \cdot (N + 284)]. \quad (24)$$

Для учета реальных характеристик инсоляции, приходящей на определенную территорию, используются средние для заданного месяца значения индекса прозрачности атмосферы  $K_t$ , полученные из метеорологической базы данных [78]. При этом считается, что индекс

прозрачности для текущих суточных значений солнечной радиации равен его среднесуточному значению для данного месяца:

$$K_T = \frac{G_T^{zop}}{I_0}, \quad (25)$$

где  $G_T^{zop}$  – суммарная инсоляция для горизонтально ориентированного фотоэлектрического модуля относительно поверхности земли;  $I_0$  – внеатмосферная инсоляция на горизонтально ориентированный фотоэлектрический модуль, которая определяется из формулы Спенсера [79]:

$$I_0 = I_{sol} \cdot [1 + 0,033 \cdot \cos(B_0 \cdot N)] \cdot \cos \theta_z, \quad (26)$$

где  $I_{sol} = 1367 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$  – солнечная постоянная. Величина рассеянной радиации, приходящей на горизонтальную поверхность, определяется через диффузный коэффициент  $K_D$ , характеризующий долю рассеянной радиации в суммарном излучении:

$$K_D = \frac{G_D^{zop}}{G_T^{zop}}. \quad (27)$$

Для нахождения  $K_D$  используется методология NASA [78], по которой доля рассеянной радиации определяется из системы полиномиальных уравнений в функции от широты местности, индекса прозрачности, часового угла заката и полуденного угла высоты Солнца над горизонтом.

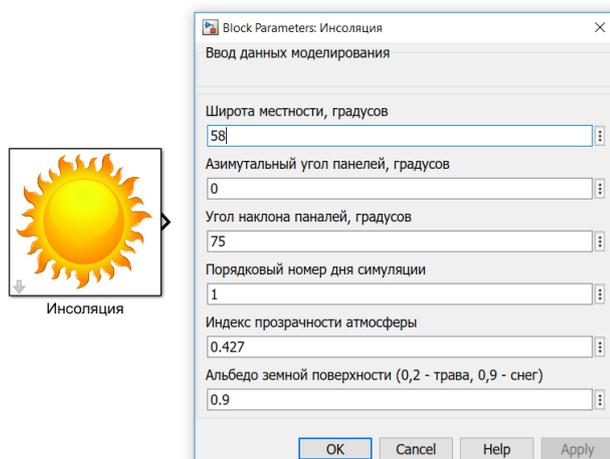


Рисунок 21 – Внешний вид информационного окна модели инсоляции в MATLAB/Simulink

Модель выполнена в виде подсистемы, обеспечивающая решение системы уравнений (16)–(27). Блок (см. Рисунок 21) позволяет определить текущие значения величины поступающей

инсоляции в любой день года в случайном географическом расположении для произвольно ориентированного модуля. Пример результатов моделирования представлен на Рисунке 22.

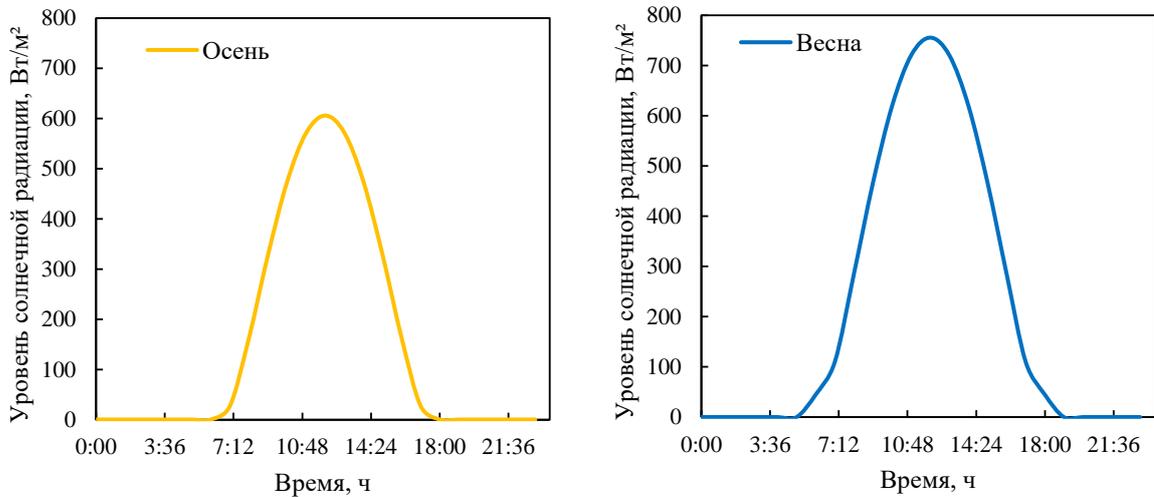


Рисунок 22 – Величина суммарной солнечной радиации для ориентированного фотоэлектрического модуля на 63° с.ш. в MATLAB/Simulink

Проведённая серия расчётов показала, что модель прихода инсоляции обеспечивает корректное отображение результатов по расчёту солнечных энергетических ресурсов: средняя относительная погрешность модели не превышает 14% относительно многолетних статистических характеристик суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность для ряда населенных пунктов России [80], что приемлемо для исследований.

Среднесуточные значения температуры окружающей среды определяются наиболее просто. Они являются независимыми величинами от параметров проектируемой электроустановки. Исходными данными для их определения являются статистические данные метеорологических наблюдений, которые можно получить из архивов метеорологических порталов и климатических справочников [81]. В рамках данного исследования, автор вводит среднесуточное значение температуры, измеряемые в Кельвинах, в виде блока константы.

## 2.6 Моделирование системы накопления электрической энергии в MATLAB/Simulink

СНЭЭ применяются в автономных системах электроснабжения с целью обеспечения баланса между временем производства электроэнергии и временем её потребления. Аккумулятор заряжается днём при избытке генерируемой мощности от ВИЭ и разряжается в вечернее время,

когда входная мощность ниже требуемой нагрузкой с учётом потерь. Существует несколько технологий накопления энергии, совместимых с электрическими системами.

Сегодня, в автономных системах используются большое количество типов аккумуляторов, имеющие свои преимущества, а также недостатки. Автор предлагает рассмотреть два типа технологий накопления, которые стали часто использоваться в ФЭС: литий-железо-фосфатные аккумуляторы (LiFePO<sub>4</sub>, LFP) и панцирный подкласс аккумуляторов (OPzS). Данные технологии удовлетворяют требования ФЭС: большая цикличность (количество выдерживаемых циклов заряда/разряда), малый саморазряд, широкий диапазон рабочих температур, минимальное обслуживание, а также возможность глубокого разряда (до 80%). Такие технологии имеют значительный ресурс при циклическом режиме работы летом, а также хороший потенциал для преимущественно буферного режима работы зимой.

Чаще всего аккумуляторы моделируются как идеальные источники напряжения. Это разумный подход в условиях кратковременной низкой нагрузки, однако в действительности аккумуляторы проявляют нелинейность характеристик. Характеристики зависят в первую очередь от температуры и химического состояния электролита. Химические вещества в аккумуляторе постоянно реагируют, поэтому их свойства всегда меняются на каком-то уровне. Хотя концептуально простая модель идеального источника напряжения неадекватна, из-за сложного внутреннего поведения, аккумуляторы часто рассматриваются как «чёрные ящики», без учета механизмов, определяющих их нелинейные характеристики. Для большинства практических применений использование «чёрного ящика» может быть оправдано, если интересующие характеристики – напряжение и состояние заряда аккумулятора (SOC).

Для моделирования системы хранения электрической энергии использован метод, основанный на обобщенном соотношении Шеферда, задающийся выражением [82]:

$$U_{AKB} = E_0 - \frac{M \cdot Q}{(Q - \int idt)} - R \cdot i + A \cdot e^{(-B \cdot \int idt)}, \quad (28)$$

где  $U_{AKB}$  — напряжение массива;  $E_0$  — напряжение холостого хода не нагруженного массива;  $M$  — поляризационное сопротивление;  $Q$  — фактическая ёмкость массива;  $\int idt$  — действительный уровень заряда аккумуляторного массива;  $i$  — ток батареи;  $R$  — внутреннее сопротивление аккумулятора;  $A$  — коэффициент, характеризующий величину падения напряжения во время экспоненциальной зоны разряда;  $B$  — коэффициент, характеризующий обратную величину ёмкости массива в конце экспоненциальной зоны разряда.

Отличительной особенностью модели Шеферда является учёт нелинейного члена, характеризующего величину поляризационного напряжения. Это напряжение зависит от амплитуды тока и SOC. Однако, в реальном аккумуляторе напряжение (в режиме холостого хода) возрастает практически до ЭДС холостого хода  $E_0$ , а при появлении разрядного тока напряжение ускоренно падает. Таким образом, наличие нелинейного члена в уравнении (28) позволяет найти реальный ток разряда, однако при численном решении это приводит к алгебраическому циклу и делает модель неустойчивой. В спроектированной модели СНЭЭ величина напряжения однозначно определяется значениями разрядного тока и фактическим уровнем заряда батареи SOC, чем обеспечиваются достаточно точные результаты моделирования режимов разряда и заряда аккумуляторов различных типов, используемых в системах с ВИЭ.

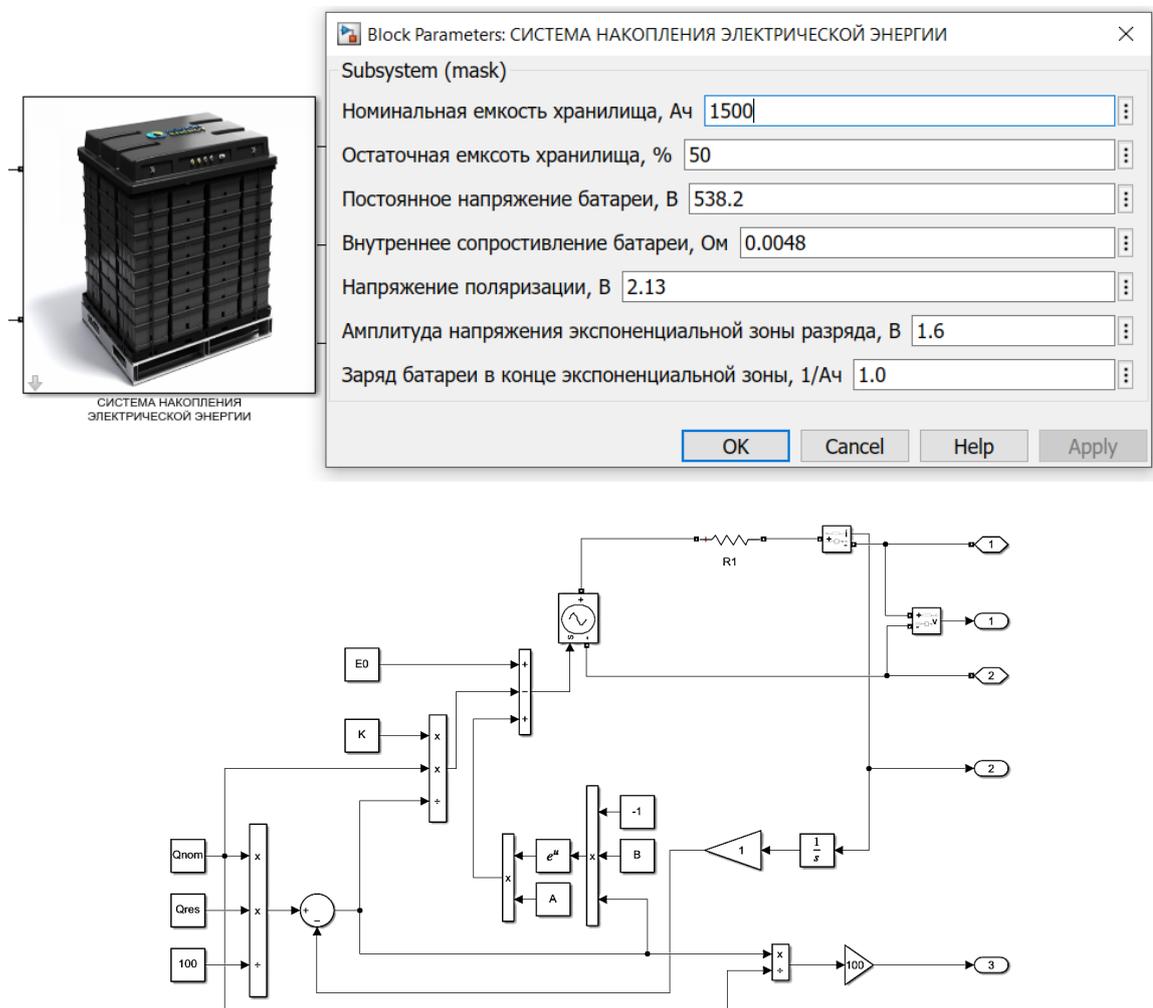


Рисунок 23 – Внешний вид информационного окна модели системы накопления электрической энергии и подсистема накопления электрической энергии в MATLAB/Simulink

В MATLAB/Simulink СНЭЭ моделируется с помощью управляемого источника напряжения, включенного последовательно с постоянным сопротивлением (см. Рисунок 23). Модель выполнена в виде отдельной подсистемы с возможностью ввода основных параметров

через диалоговое окно, что позволяет легко её модифицировать и использовать для исследования характеристик аккумуляторов различных типов. Результаты моделирования разрядной характеристики LFP-аккумулятора представлены на Рисунке 24.

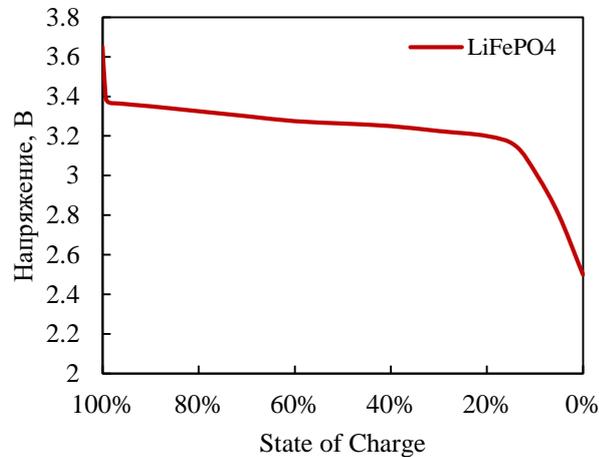


Рисунок 24 – Разрядная характеристика единичного литий-железно-фосфатного аккумулятора в MATLAB/Simulink

Основное назначение СНЭЭ в автономной системе – обеспечение бесперебойности электроснабжения потребителя. Кроме того, модель обеспечивает согласование графиков потребления и генерации за счёт дополнительного запаса электроэнергии в автономном электротехническом комплексе. Однако, для реализации этих возможностей необходимо интеллектуальное управление источниками электрической энергии в системе. Анализ показывает, что модель может работать с достаточной точностью. Максимальная погрешность напряжения в условиях изменения входных величин относительно паспортных данных составляет  $\pm 2\%$ .

## 2.7 Моделирование потребителя электрической энергии в MATLAB/Simulink

Для моделирования различных типов потребителей децентрализованных объектов, показатели электропотребления определяются в соответствии с нормативными типовыми графиками реальных электрических нагрузок. Данные этих графиков были получены в ходе статистических наблюдений за период от 5 до 10 лет на основании [83, 84]. Модель децентрализованного потребителя представлена на Рисунке 25. Основой модели электрической

нагрузки служил блок Signal Builder, в котором типовые графики сезонной активной нагрузки сельских жилых домов вводились в блок через заранее прописанный цикл синтаксиса MATLAB – for.

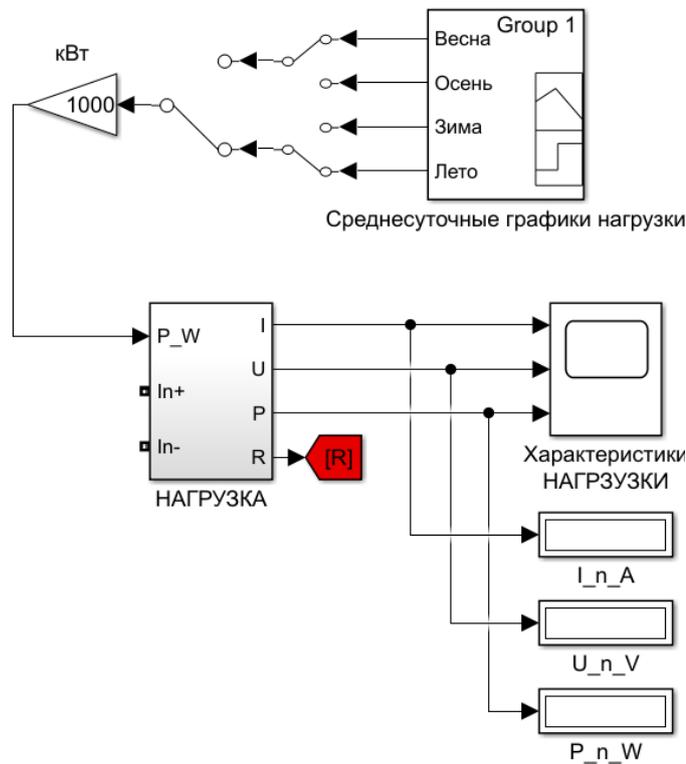


Рисунок 25 – Внешний вид модели децентрализованного потребителя в MATLAB/Simulink

Электрическая часть модели нагрузки построена на базе управляемого источника тока, где входным параметром служила величина выходного напряжения инвертора. Для контроля выходных параметров: ток, напряжение, а также активная мощность, на выводах блока потребителя электроэнергии предусмотрено отслеживание через осциллограф.

## 2.8 Выводы по второй главе

1. Предложены критерии целесообразности, а также подходы к оценке эффективности от внедрения фотоэлектрических систем в автономные комплексы электроснабжения удалённых потребителей на основе дизельных электростанций на постоянном токе. Для изучения баланса мощностей в автономном электротехническом комплексе разработаны энергетические модели энергоустановок, основанные на математических зависимостях, связывающих их входные параметры с выходными энергетическими характеристиками. В результате, представлены математические модели дизельных

генерирующих компонентов системы автономного электроснабжения на постоянном токе и модели фотоэлектрических установок с системой накопления электрической энергии. Все математические модели реализованы в программном комплексе MATLAB/Simulink, где большая часть, упомянутых выше моделей являются разработками автора.

2. Автором предложен оригинальный способ моделирования дизель-генераторной установки, позволяющий анализировать режимы работы при неизменной частоте вращения вала и на частичных характеристиках дизеля, основанный на каталожных данных. Проведенная по экспериментальным данным оценка погрешности моделирования компонентов дизель-генераторной установки позволила сделать вывод о том, что разработка приемлема для решения поставленных задач. Модель беспрепятственно интегрируется в состав фото-дизельной системы электроснабжения на постоянном токе для проектирования и анализа эффективных алгоритмов управления, обеспечивающих уменьшение расхода дизельного топлива, а также выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

3. Разработана модель фотоэлектрического модуля, позволяющая получить вольт-амперную и мощностную характеристику по данным его технической спецификации. Энергетическая часть модели реализована на управляемых источниках тока и напряжения. Модель протестирована и показала удовлетворительные результаты. Разработана математическая модель суммарной солнечной радиации, соответствующая климатическим и территориальным особенностям для проведения режимно-балансного исследования. Модель позволяет оценивать уровень влияния инсоляции на ФДЭС на постоянном токе с удовлетворительной точностью в течение интересующего интервала времени.

4. Разработана модель системы накопления электрической энергии с возможностью ввода технических параметров через диалоговое окно, что позволяет легко её модифицировать и использовать для исследования характеристики аккумуляторов различных типов, а также для построения моделей фотоэлектрических систем произвольной конфигурации на их основе. В качестве сравнительного анализа были заявлены накопители двух видов: литий-железно-фосфатные и панцирный подкласс аккумуляторов. В результате, обоснованы принятые при разработке моделей допущения, а также подтверждена корректность разработанных моделей с реальными процессами в ФДЭС на постоянном токе.

5. Автором разработана имитационная модель автономного потребителя электроэнергии и методика анализа режимов электропотребления автономными энергетическими системами. Предлагаемая методика позволяет выполнить исследование графика электрических нагрузок и режимы электропотребления автономных энергетических систем при минимуме исходных данных. С её помощью можно спрогнозировать не только годовой объём потребленной электроэнергии, но и рассчитать суточные графики электрических

нагрузок в любой день года с часовой дискретизацией, зимний и летний максимумы нагрузок отдельно для каждой группы потребителей.

### **3. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ ФОТОДИЗЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПОСТОЯННОМ ТОКЕ**

В третьей главе разрабатываются алгоритмы управления фотодизельного электротехнического комплекса с использованием приложения Stateflow в MATLAB/Simulink. В главе сформулированы требования к интеллектуальным режимам работы гибридной системы электроснабжения на постоянном токе и разработаны алгоритмы управления, обеспечивающие гарантированное питания потребителя с учётом прерывистой природы инсоляции, а также приемлемой стоимости генерируемой электроэнергии.

#### **3.1 Анализ рабочих режимов дизельной системы электроснабжения и обоснование методов повышения её энергоэффективности**

Концептуально, работа автономной системы электроснабжения реализуется с помощью различных уровней управления [85–87]. Иерархическую структуру можно разделить на три уровня: первичный, вторичный и третичный, как показано на Рисунке 26. Первичное управление, которое является низшим уровнем, отвечает за получение результатов измерений показателей тока, величины и частоты напряжения, и других показателей в режиме реального времени. Наиболее распространенным примером отслеживаемых параметров является снижение напряжения, выходящее за регламентируемые требования [88]. Второй и третий уровни (высшие уровни) используются для оптимизации работы автономной системы электроснабжения на длительных временных отрезках. Фундаментальная роль высшего уровня заключается в управлении потоками электрической энергии от генерирующих установок, системы накопления, а также в управлении спросом потребителя в рамках распределительной сети. Необходимо подчеркнуть, что понятия «управление мощностью» и «управление энергией» существенно отличаются друг от друга с точки зрения временных масштабов [85]. Суть такого управления – достижение определенных целей, к примеру, планирование нагрузки на генерирующие установки, рациональное энергопотребление и оптимизация.

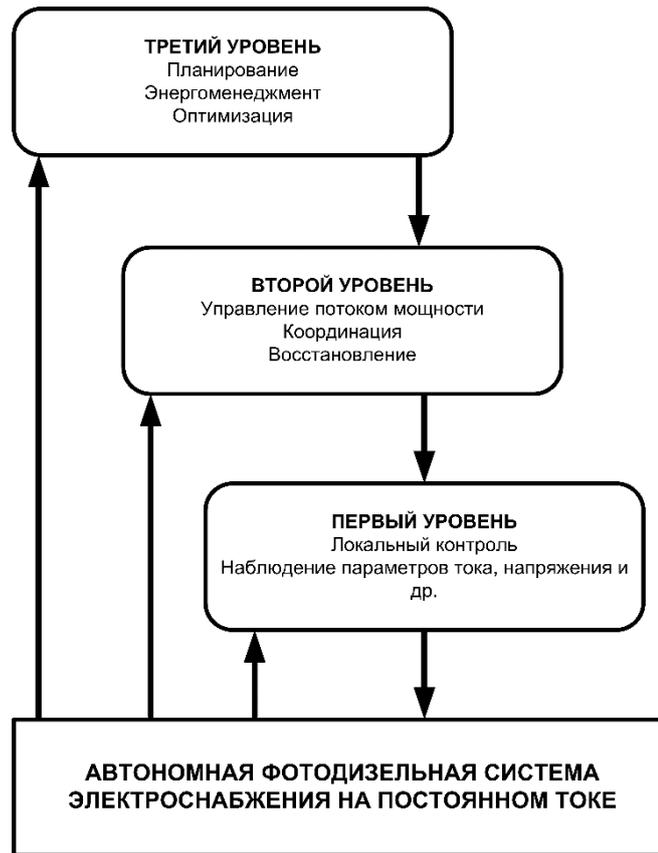


Рисунок 26 – Уровни контроля гибридной автономной системы электроснабжения

Второй уровень и соответствующий ему контроль являются промежуточным этапом между первым и третьим. Управление в таком случае должно быть нацелено на правильную координацию потоков электрической энергии и восстановление напряжения на ШПТ до номинального значения. Поэтому ключевыми критериями успешного контроля системы на этом уровне управления являются мгновенные значения электрических величин, требующие малой выборки по времени: десятки мили или микросекунд [89]. Для третьего уровня, учитывая долгосрочную перспективу, типичное время выборки может составлять минуты или часы. Настоящая глава ориентирована на анализ высшего уровня контроля, в связи с чем стоит отметить наиболее актуальные работы по данному направлению исследований [90–92]. Структурная схема контролируемой фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе представлена на Рисунке 27.

Система состоит из ФЭС, СНЭЭ и ДГУ. Предполагается, что автономная система электроснабжения удовлетворяет потребности нагрузки в течение дня от ФЭС и СНЭЭ при отключении ДГУ, которая в зависимости от сезона года может включаться на необходимое время преимущественно в тёмное время суток. Кроме того, СНЭЭ может компенсировать часть энергии во время пикового потребления, что позволит снижать установленную мощность ДГУ. Конструктивно, ФЭС подключена к ШПТ с помощью однонаправленного DC/DC

преобразователя с отслеживанием точки максимальной мощности (MPPT). СНЭЭ с использованием, например, литий-ионных аккумуляторных батарей подключается к ШПТ через двунаправленный DC/DC преобразователь.

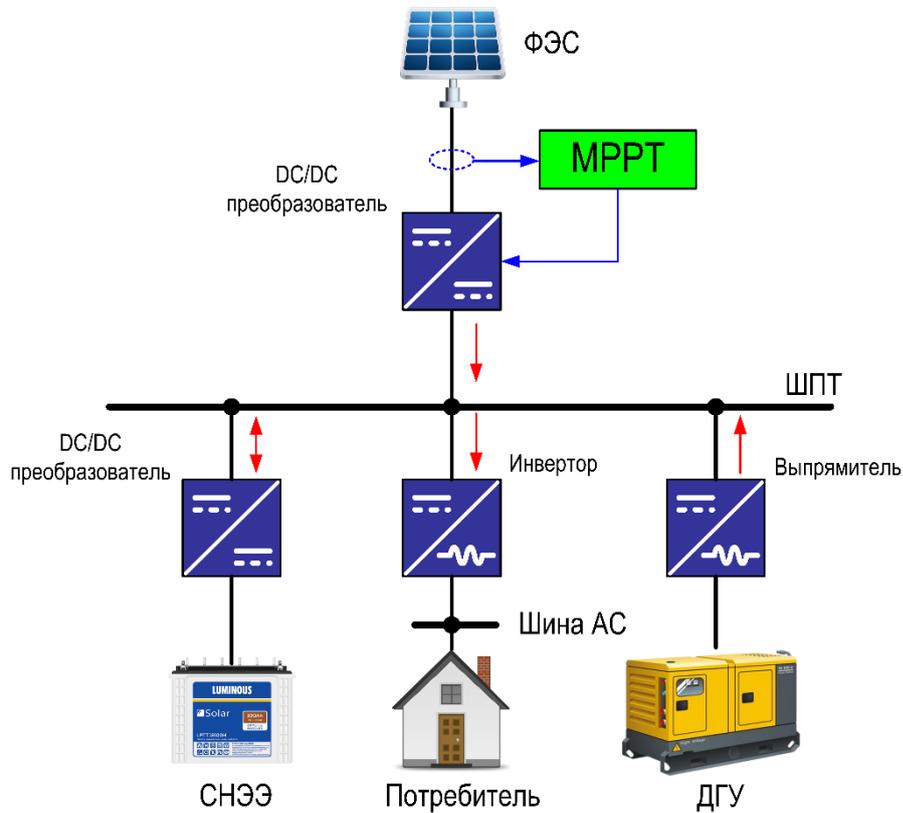


Рисунок 27 – Блок-схема исследуемой фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе

Таким образом, движение потока энергии для СНЭЭ возможно в обоих направлениях. Нагрузка и ДГУ подключены к ШПТ через свои силовые преобразовательные устройства: сетевой инвертор и выпрямитель, соответственно. Такое топологическое решение увеличивает вклад ВИЭ в общем энергетическом балансе системы [93]. Для поддержания баланса мощности в ФДЭС необходимо использование центрального контроллера со встроенной системой интеллектуального управления потоков электроэнергии (СИУ). Исходя из централизованного характера управления, СИУ требуется необходимая информация о текущем состоянии электротехнического комплекса для реализации интеллектуальной логики управляющих команд [94].

Основной технической задачей по эффективному использованию ФЭС в качестве источника энергии является учёт непостоянства уровня суммарной солнечной радиации, поступающей на фотоэлектрический модуль. Это влияние характеризуется не только сезонными и суточными колебаниями, но и корреляцией географических координат места расположения

объекта электроснабжения с величиной инсоляции от максимальных до минимальных значений в течение исследуемого промежутка времени. Исходя из формулы (14), мощность ФЭС также значительно зависит от параметров принятых к моделированию фотоэлектрических модулей, характеризующийся коэффициентом  $C_F$ . Величина коэффициента  $C_F$  нелинейно зависит от значений температуры и освещенности фотоэлектрического модуля. Следовательно, даже незначительные изменения уровня солнечной радиации, температуры существенно влияют на генерируемую мощность ФЭС.

Колебания солнечной радиации в сочетании с переменным характером электрических нагрузок – актуальное поле инженерных исследований, направленных на проектирование интеллектуальной архитектуры управления в автономных системах электроснабжения, в которых наблюдается существенное взаимовлияние генерирующих и потребляющих электроустановок. Кроме решения технических вопросов согласованной работы разнотипных энергетических установок, СИУ гибридного электротехнического комплекса должна обеспечивать максимальную энергоэффективность его работы, определяемую, в основном, экономией дизельного топлива. В качестве примера, проведён анализ режимов работы четырёх автономных систем электроснабжения на базе ДГУ установленной мощностью от единиц до десятков кВт в Республике Карелия, Российская Федерация, графическое представление которых показано на Рисунке 28, 29.

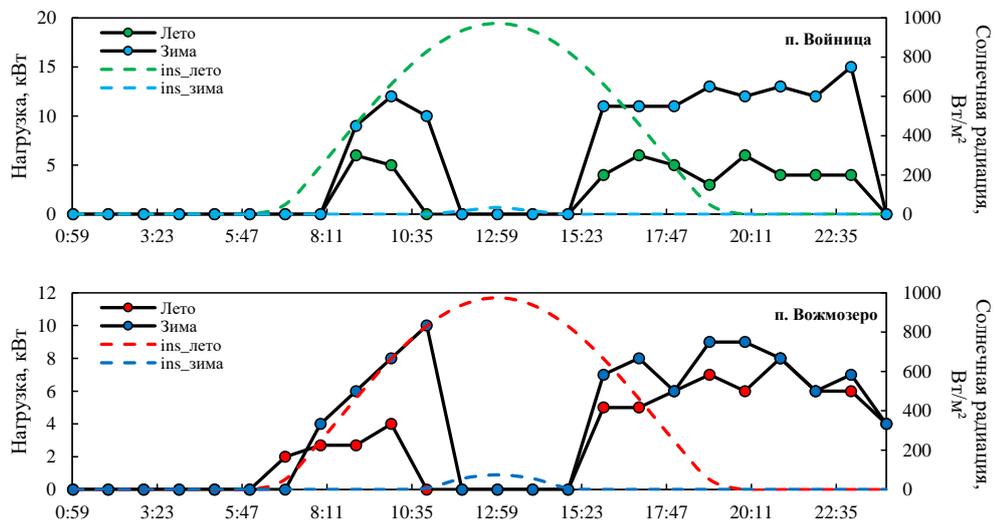


Рисунок 28 – Графики сезонных среднесуточных нагрузок для п. Войница и п. Вожозеро

Электроснабжение в п. Войница ( $65^{\circ}10'$  с.ш.,  $30^{\circ}18'$  в.д.) осуществляется утром и вечером по определенному графику: зимой с 08:00 по 12:00 утром и с 16:00 по 23:00 вечером, весной с 08:00 по 10:00 утром и с 16:00 по 23:00 вечером, летом с 08:00 по 10:00 утром и с 16:00 по 23:00

вечером, осенью с 08:00 по 10:00 утром и с 16:00 по 23:00 вечером. ДЭС п. Войница состоит из двух ДГУ суммарной установленной мощностью 64 кВт, при этом постоянно работает одна ДГУ – АКСА АД 45 установленной мощностью 32 кВт (наработано более 5000 м/ч), а вторая ДГУ находится в резерве (наработано более 2300 м/ч). Пиковое потребление электроэнергии составляет 6 кВт·ч (17:00 – 18:00) летом и 15 кВт·ч (23:00 – 00:00) зимой. Базовая нагрузка на систему составляет 17 кВт. Средняя температура воздуха по данным местного Гидрометеорологического центра за 2021 г.: зимой -11°C, весной +4,3°C, летом +13,7°C и осенью +4,7 °C. Годовое производство электроэнергии – 28 558 кВт·ч при потреблении дизельного топлива – 10 260 кг/год.

Электроснабжение в п. Вожозеро (63°18' с.ш., 35°48' в.д.) осуществляется утром и вечером по определенному графику: зимой с 06:30 по 10:00 утром и с 15:00 по 00:00 вечером, весной, летом и осенью с 06:30 по 09:00 утром и с 15:00 по 00:00 вечером. ДЭС состоит из ДГУ установленной мощностью 12 кВт для покрытия средних показателей потребления и для кратковременных пиковых нагрузок (наработано более 10 000 м/ч). Пиковое потребление электроэнергии составляет 6 кВт·ч (21:00 – 22:00) летом и 10 кВт·ч (11:00 – 12:00) зимой. Базовая нагрузка на систему составляет 7 кВт. Средняя температура воздуха по данным местного Гидрометеорологического центра за 2021 г.: зимой -13°C, весной +2,3°C, летом +15,1°C и осенью +3,6 °C. Годовое производство электроэнергии – 18 093 кВт·ч при потреблении дизельного топлива – 7 810 кг/год.

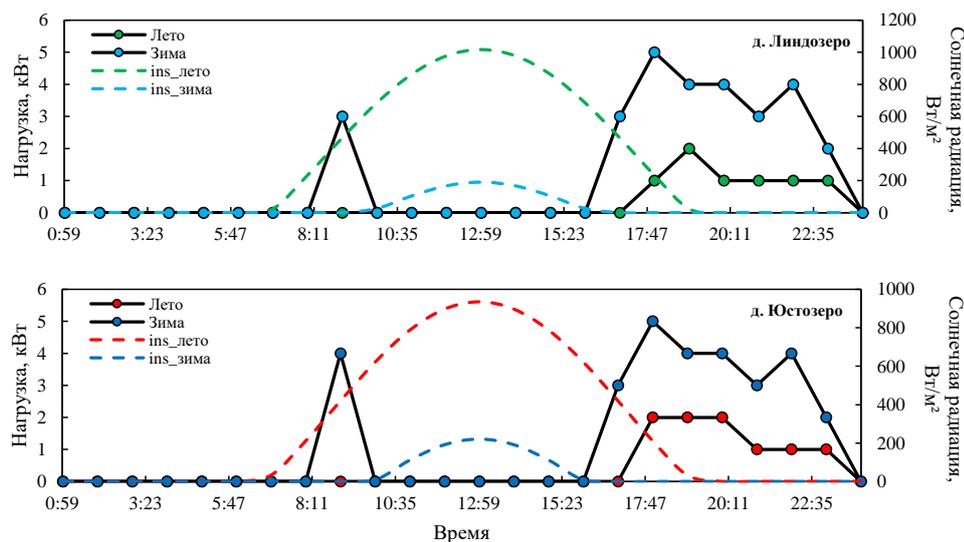


Рисунок 29 – Графики сезонных среднесуточных нагрузок для д. Линдозеро и д. Юостозеро

Электроснабжение в д. Линдозеро (62°26' с.ш., 33°15' в.д.) и д. Юостозеро (62°46' с.ш., 33°32' в.д.) осуществляется утром и вечером по определенному графику: с января по март по 7

часов с 09:00 по 10:00 утром и с 17:00 по 23:00 вечером, с апреля по октябрь по 6 часов только вечером с 17:00 по 23:00 и с ноября по декабрь по 7 часов с 09:00 по 10:00 утром и с 17:00 по 23:00 вечером. ДЭС в д. Линдозеро состоит из одной ДГУ установленной мощностью 22,4 кВт (наработано более 3000 м/ч), а д. Юостозеро – 17 кВт (наработано более 25 000 м/ч). Пиковое потребление электроэнергии составляет для д. Линдозеро 2 кВт·ч (19:00 – 20:00) летом и 5 кВт·ч (18:00 – 19:00) зимой, а для д. Юостозеро 2 кВт·ч (18:00 – 20:00) летом и 5 кВт·ч (18:00 – 19:00) зимой. Базовая нагрузка для обеих деревень на автономную систему электроснабжения составляет 2 кВт. Средняя температура воздуха по данным местного Гидрометеорологического центра за 2021 г.: зимой  $-12^{\circ}\text{C}$ , весной  $+4,2^{\circ}\text{C}$ , летом  $+13^{\circ}\text{C}$  и осенью  $+2,7^{\circ}\text{C}$ . Годовое производство электроэнергии в д. Линдозеро – 9 099 кВт·ч и 4 950 кВт·ч в д. Юостозеро при потреблении дизельного топлива – 6 385 кг/год и 3 555 кг/год, соответственно.

Учитывая описанные выше климатические, а также технические показатели разных автономных систем электроснабжения, необходимо разработать алгоритмы управления гибридным энергокомплексом, направленные на уменьшение количества часов работы существующих ДГУ и увеличение их коэффициента загрузки. Подобное решение позволит не только существенно сэкономить дизельное топливо, но и уменьшить использование моторесурса ДГУ. Техническая концепция ФДЭС на постоянном токе должна предусматривать накопление излишков фотоэлектрической энергии для сглаживания колебаний потребления и пиковых нагрузок. В связи с тем, что электричество подаётся для большинства рассмотренных децентрализованных потребителей в утреннее и вечернее время, необходимо также заложить алгоритмы работы СНЭЭ, ёмкость которой должна быть оптимальна для гибридной системы электроснабжения, и позволяла в течение определённого времени покрывать потребность в электроэнергии при выключенной ДГУ.

Таким образом, для обеспечения энергоэффективных режимов работы ФДЭС целесообразно использовать методы регулирования её компонентов с учётом особенностей характеристик ФЭС, климатических условий и особенностей электропотребления, а именно: управление режимами заряда/разряда накопителей электрической энергии, управление процессами полезной утилизации электроэнергии для ДГУ.

### 3.2 Требования к формированию энергоэффективных режимов работы фотодизельных систем электроснабжения на постоянном токе

Для начала необходимо сформулировать требования к уровню автоматизации технологического процесса: полная автоматизация выработки электроэнергии, предусматривающая возможность переключения с ДГУ на связку ФЭС-СНЭЭ, а также с основной ДГУ на резерв, к примеру, для проведения профилактических работ или ремонта. Необходимо рассмотреть режимы ФДЭС с СНЭЭ для компенсации резких скачков потребления (включения чайников, водяных насосов и др.), а также на случай непредвиденного отключения ДГУ, к примеру, на один час.

Режим работы ФДЭС характеризуется широким диапазоном изменения параметров. По этой причине алгоритм работы ФДЭС-модели на постоянном токе рационально «отстроить», основываясь на реализации баланса мощности автономной гибридной системы электроснабжения с учётом обеспечения энергоэффективного использования ДГУ и приоритетного использования ФЭС. Если  $W_{наг.}(t)$  — почасовая потребность системы в электроэнергии с шагом  $t+1$ , то, энергетический баланс системы можно представить следующим образом:

$$W_{наг.}(t) = W_{ДГУ}^{опрн.}(t) + W_{ФЭС}(t) + W_{СНЭЭ}(t) + W_{ДГУ}^{рез.}(t), \quad (29)$$

где  $W_{ДГУ}^{опрн.}(t)$ ,  $W_{ФЭС}(t)$ ,  $W_{СНЭЭ}(t)$ ,  $W_{ДГУ}^{рез.}(t)$  — почасовая энергия, генерируемая в децентрализованную сеть от ДГУ, ФЭС, СНЭЭ и резервной ДГУ, соответственно.

Таким образом, основные задачи для СИУ ФДЭС на постоянном токе можно представить как:

1. Для ДГУ: стабилизация напряжения на ШПТ (обеспечение его работы в режиме источника напряжения), минимизация времени его работы, обеспечение рациональной загрузки.
2. Для ФЭС: отбор максимальной мощности от фотоэлектрических модулей с учётом инсоляции и температуры с помощью МРРТ технологий, обеспечивающих работу ФЭС в режиме источника тока.

3. Для СНЭЭ: обеспечение контролируемых режимов заряда-разряда для оптимизации эксплуатационных характеристик аккумуляторов и режимов работы автономной энергосистемы.

4. Децентрализованный потребитель должен быть обеспечен бесперебойной подачей электроэнергии на переменном токе необходимого качества. Для этого в модели Рисунка 27 используется автономный инвертор напряжения с фильтром.

СИУ контролирует потоки электроэнергии между различными генерирующими источниками, т.е. ФЭС, СНЭЭ и ДГУ. Цель СИУ состоит в том, чтобы поддерживать баланс мощности при одновременном удовлетворении потребности нагрузки в условиях эксплуатационных ограничений системы. Исходя из сформулированных задач для каждого из компонентов ФДЭС-модели, для максимально полного использования ресурсов возобновляемого энергоносителя, при оптимальных режимах энергетического оборудования, в модели логично использовать центральный контроллер. Контроллер должен обеспечивать сбор информации от генерирующих установок, СНЭЭ, текущей нагрузки, инсоляции и температуры окружающей среды. Центральный контроллер взаимодействует с энергоустановками ФДЭС во взаимодействии с их управляющими контроллерами нижнего уровня (см. Рисунок 26) и формирует оптимальные конфигурации и режимы энергетического оборудования [95–97].

Для наглядной демонстрации управляющей логики ФДЭС на постоянном токе, автор принял решение воспользоваться надстройкой Stateflow в MATLAB/Simulink [98]. Лучше всего данную надстройку использовать для имитации и моделирования систем, управляемых событиями. Stateflow хорошо подходит для анализа сценариев событий в системе, в которой несколько подсистем реагируют на события, происходящие в их окружении одновременно, оставаясь в курсе операций друг друга. Надстройка представляет собой графический редактор, в котором объекты переносятся из палитры проектирования. Кроме того, Stateflow упрощает моделирование системы и поддерживает более сложную логику путём добавления уровней иерархии, параллелей, новых событий, действий, истории, таблиц истинности и др. Эти важные расширения и гибкий синтаксис повышают привлекательность Stateflow для моделирования поведения сложной системы. Удобство графического интерфейса и однородность среды моделирования являются убедительным преимуществом для разработчика архитектуры управления с точки зрения последовательности, правильности и полноты поведения системы [99]. Ограничения и условия СИУ могут быть смоделированы в Stateflow, где состояния представляют собой различные режимы работы для ФДЭС на постоянном токе. На Рисунке 29 показана диаграмма Stateflow для работы ФДЭС.

Рисунок 30 является «картой» состояний со своей иерархической структурой с командами-переходами между ними с помощью логических операций *И* и *ИЛИ*. Имена состояний предполагают работу разных режимов. Моделирование осуществляется, начиная с тёмного времени суток с шагом принятия решения  $t + 1$  и воспринимается как нормальный (по умолчанию) режим работы ФДЭС, при котором электрическая сеть, как ожидается, удовлетворит всю потребность в нагрузке. Так, состояние *Start\_point* представляет собой начало работы системы в целом, в теле которого с помощью команды *entry* происходит одновременное определение включения/отключения ДГУ, либо СНЭЭ. Если на момент начала работы параметр *SOC\_c* ниже предела допустимости разряда СНЭЭ *SOC\_lb*, то СНЭЭ не разряжается, работает только ДГУ.

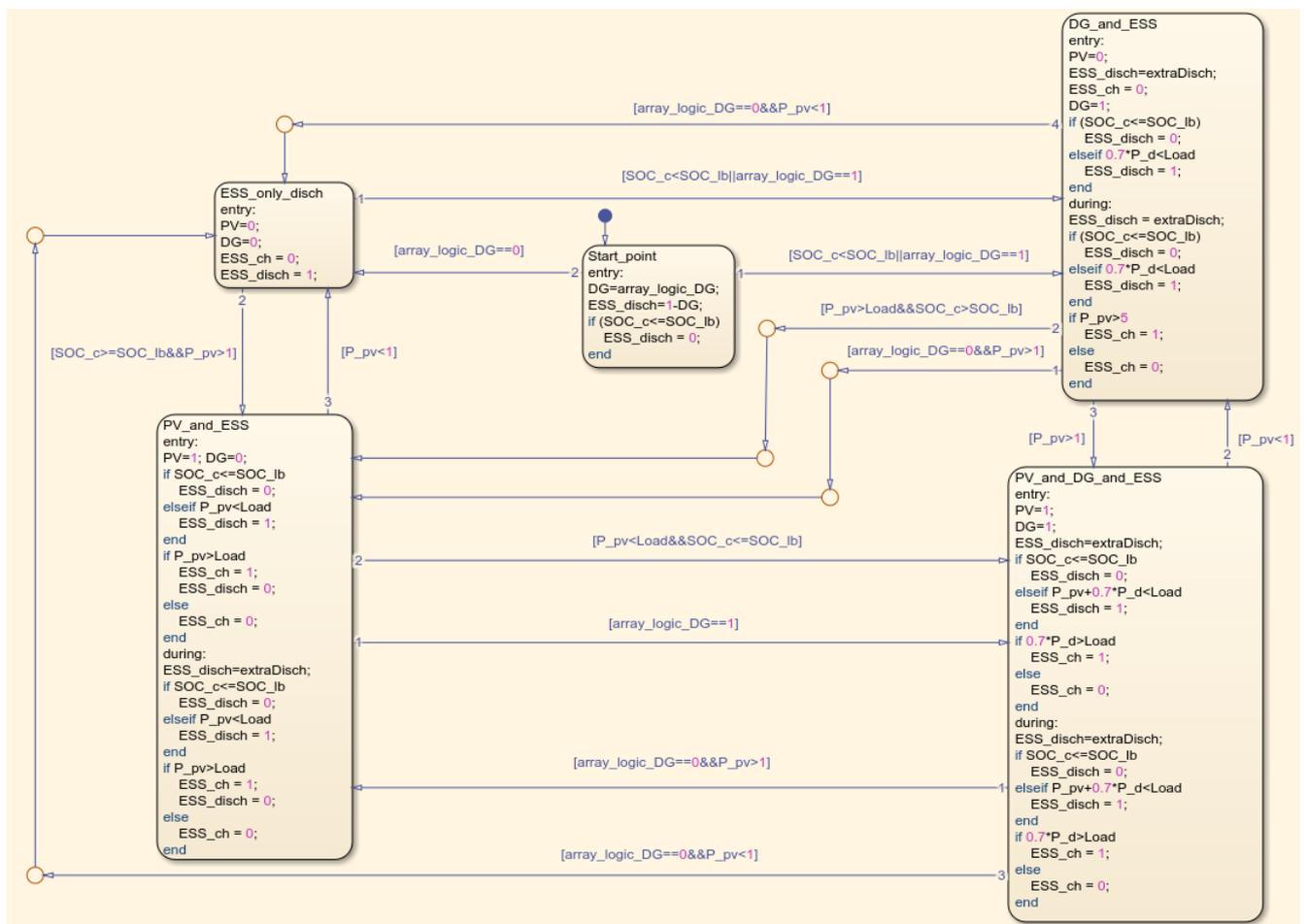


Рисунок 30 – Режимы работы фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе в Stateflow MATLAB/Simulink

Далее, с точки зрения приоритетности идёт проверка выполнения одного из условий перехода в состояние *DG\_and\_ESS*. Происходит проверка:  $SOC_c < SOC_lb$  *ИЛИ* наличие логической команды из массива прогнозных данных  $array\_logic\_DG==1$  на включение ДГУ. Состояние *DG\_and\_ESS* представляет собой режим работы ФДЭС, при котором ДГУ и СНЭЭ

работают параллельно. С помощью команды *entry* происходит одномоментное выполнение команд на отключение выработки от ФЭС ( $PV=0$ ), получение массива прогнозных данных по наличию избытка электроэнергии для накопления в СНЭЭ ( $ESS\_disch=extraDisch$ ), включение ДГУ ( $DG=1$ ), отключение режима заряда СНЭЭ ( $ESS\_ch=0$ ). Логической операцией данного режима служит проверка по состоянию  $SOC\_c$  и загрузке ДГУ: если  $SOC\_c < SOC\_lb$ , тогда СНЭЭ не разряжается на данном шаге ( $ESS\_disch=0$ ); если ДГУ нагружена менее 70% от текущего значения нагрузки ( $0,7*P\_d < Load$ ), тогда СНЭЭ разряжается ( $ESS\_disch=1$ ). Данный режим может продолжаться в течение продолжительного промежутка времени до момента изменения входных прогнозных данных, поэтому с помощью команды *during* происходит дублирование описанных операций с добавлением условия: если происходит отличная от нуля генерация электроэнергии от ФЭС ( $P\_pv > 5$ ), то тогда генерируемая энергия идёт на заряд СНЭЭ ( $ESS\_ch=1$ ).

По второму приоритету от начального *Start\_point* идёт проверка выполнения условия для запуска состояния единоличной работы СНЭЭ в режиме разряда – *ESS\_only\_disch*. Для перехода в это состояние необходимо выполнить условие наличия соответствующего массива прогнозных данных о том, что ДГУ может быть отключено – *array\_logic\_DG==0*. С помощью команды *entry* происходит одномоментное выполнение команд на отключение выработки от ФЭС ( $PV=0$ ), выработки от ДГУ ( $DG=0$ ), неактивности режима заряда СНЭЭ ( $ESS\_ch=0$ ), а также наличие соответствующей логической команды на разряд СНЭЭ ( $ESS\_disch=1$ ).

Состояние *PV\_and\_ESS* представляет собой режим совместной (параллельной) работы ФЭС и СНЭЭ. Переход в это состояние возможно осуществить из любого иного режима работы с активной стадией разряда СНЭЭ. К примеру, переход из состояния *DG\_and\_ESS* осуществляется на основании двух сложных (строгих) условий с различными приоритетами проверки. Так, по старшему приоритету осуществляется проверка выполнения условия отсутствия наличия логических команд из массива прогнозных данных *array\_logic\_DG==0* на рассматриваемом шаге *I* одновременное выполнение условия наличия отличной от нуля генерация электроэнергии от ФЭС ( $P\_pv > 1$ ). Далее, по второму приоритету проверяется условие наличия генерации электроэнергии от ФЭС, превышающей нагрузку на рассматриваемом шаге ( $P\_pv > Load$ ) *И* одновременное выполнение условия  $SOC\_c > SOC\_lb$ . Внутри рассматриваемого состояния с помощью команды *entry* происходит одномоментное отключение ДГУ ( $DG=0$ ), включение ФЭС ( $PV=1$ ). Далее, проверяется ряд логических команд: если  $SOC\_c \leq SOC\_lb$ , то СНЭЭ не работает в режиме разряда ( $ESS\_disch=0$ ); если  $P\_pv < Load$ , то СНЭЭ работает в режиме разряда ( $ESS\_disch=1$ ). Второе логическое условие: если  $P\_pv > Load$ , то СНЭЭ работает

в режиме заряда ( $ESS\_ch=1, ESS\_disch=0$ ); невыполнение условия будет отключать режим заряда СНЭЭ –  $ESS\_ch=0$ . Данный режим может продолжаться в течение продолжительного промежутка времени до момента изменения входных прогнозных данных, поэтому с помощью команды *during* происходит дублирование описанных операций с получением массива прогнозных данных по наличию избытка электроэнергии для накопления в СНЭЭ ( $ESS\_disch=extraDisch$ ).

Состояние *PV\_and\_DG\_and\_ESS* представляет собой режим совместной работы ФЭС, ДГУ и СНЭЭ. Переход в это состояние возможно осуществить из состояний *PV\_and\_ESS* и *DG\_and\_ESS*. Так, для перехода из состояния *PV\_and\_ESS* необходимо выполнить два сложных (строгих) условия с различными приоритетами проверки. По старшему приоритету осуществляется проверка выполнения условия наличия логических команд из массива прогнозных данных  $array\_logic\_DG==1$  на рассматриваемом шаге. Далее, по второму приоритету проверяется условие наличия генерации электроэнергии от ФЭС, не превышающей нагрузку на рассматриваемом шаге ( $P\_pv < Load$ ) И одновременное выполнение условия  $SOC\_c \leq SOC\_lb$ . Внутри рассматриваемого состояния с помощью команды *entry* происходит одномоментное включение ДГУ ( $DG=1$ ), включение ФЭС ( $PV=1$ ). Переход СНЭЭ в режим разряда осуществляется на основании прогнозного массива данных  $ESS\_disch=extraDisch$ , где условие  $SOC\_c \leq SOC\_lb$  отключит режим разряда СНЭЭ, а условие  $P\_pv + 0.7*P\_d < Load$  – включает разряд СНЭЭ. Последнее условие производит проверку возможности добавления вклада СНЭЭ в энергетический баланс ФЭС на постоянном токе, где уже имеется генерация от ФЭС совместно с максимумом вклада ДГУ. Режим заряда проверяется по уровню загрузки ДГУ: если  $0.7*P\_d > Load$ , то СНЭЭ переходит в режим заряда. Данный режим может продолжаться в течение продолжительного промежутка времени до момента изменения входных прогнозных данных, поэтому с помощью команды *during* происходит дублирование описанных операций.

Режимы работы *PV\_and\_DG\_and\_ESS* и *PV\_and\_ESS* добиваются максимально возможного использования ВИЭ (ФЭС, СНЭЭ). Данное состояние моделирует режимы работы системы в светлое время суток: при высоком уровне освещённости нагрузка питается через гибридный инвертор, работающий в автономном режиме от аккумуляторов СНЭЭ. Представленные стратегии интеллектуального подхода используются для управления работой ДГУ и СНЭЭ, где ДГУ генерирует энергию, достаточную только для нагрузки, и не заряжает СНЭЭ. СНЭЭ заряжается только за счет избыточной мощности от ФЭС. Чтобы оценить потоки энергии, контроллер сравнивает значение генерируемой мощности ( $P\_pv$ ) с потребляемой нагрузкой ( $Load$ ). Если возобновляемая энергия от ФЭС превышает потребность в нагрузке,

избыточная мощность идёт на зарядку СНЭЭ, если их уровень заряда не достигает максимального значения ( $SOC_{ub}$ ). Если уровень заряда аккумуляторов СНЭЭ достигает минимального значения ( $SOC_{lb}$ ), ДГУ должен запуститься и питать нагрузку. Основываясь на почасовых значениях имеющихся данных, рабочий сценарий создается для каждого временного шага (часа) выполнения графика. При различных сценариях работы, активируются различные режимы работы ФДЭС на постоянном токе.

Изменяющийся уровень инсоляции, температура окружающей среды, величина потребляемой нагрузки, а также текущий шаг дискретизации являются входными сигналами для СИУ в Stateflow, в то время как  $SOC$  СНЭЭ принимается как локальные данные во внешнем состоянии ФДЭС. Эти режимы выбираются в зависимости от балансной мощности внутри гибридной системы. Баланс мощности ШПТ используется как мера для обнаружения дисбаланса нагрузки. К примеру, если величина мощности на ШПТ больше, чем  $Load$ , система вырабатывает больше энергии, чем требуется нагрузке. Если мощность на ШПТ меньше  $Load$ , то нагрузка требует большей мощности, чем генерирует система.

### 3.3 Разработка алгоритмов управления режимами работы фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе

Для разработки адаптивных алгоритмов, оценивающих согласованную работу нескольких генерирующих источников на общего потребителя, необходимо связать систему управления источниками с работой центрального контролера [100]. Алгоритм их функционирования должен обеспечить гарантированное снабжения электрической нагрузки, запрашиваемой потребителем, в обозначенных выше эксплуатационных режимах. При этом необходимо учесть несколько ограничений, накладываемых на работу ФДЭС. Установленная номинальная мощность рабочих дизель-генераторов электростанции  $P_{д\_ном}$  должна обеспечивать покрытие максимальной нагрузки потребителя  $P_{н\_макс}$  :

$$P_{д\_ном} \geq P_{н\_макс} \quad (30)$$

В свою очередь, часть энергии, запасённая в накопитель, должна обеспечивать покрытие максимальной электрической нагрузки на время переключения в буферном режиме  $W_{СНЭЭ}^{буф.}$  и длительной работой в циклическом режиме  $W_{СНЭЭ}^{цикл.}$ .

Минимальная величина времени переключения  $t_{пер.}$  определяется временем пуска и вывода на номинальный режим ДД и составляет в зависимости от его типоразмера от нескольких секунд до минут. Реальная величина  $t_{пер.}$  зависит от характера изменения суточного графика нагрузки, установленных мощностей ФЭС и ДГУ и может составлять до нескольких часов. Выполнение условия (30) необходимо для обеспечения гарантированного электроснабжения.

На сегодняшний день, в СНЭЭ используются различные виды аккумуляторных батарей. Для корректного проектирования интеллектуальной логики управления необходимо учитывать максимальную глубину разряда (англ. Depth of Discharge – DoD) аккумуляторов, где современные технологии могут позволить обеспечить до 80% от их номинальной ёмкости:

$$C_{СНЭЭ} \geq 0,2 \cdot C_{СНЭЭ}^{ном.}, \quad (31)$$

где  $C_{СНЭЭ}$  — ёмкость системы накопления электрической энергии (остаточная);  $C_{СНЭЭ}^{ном.}$  — номинальная ёмкость системы накопления электрической энергии.

Для эффективной и надёжной работы в режимах заряда/разряда СНЭЭ, а также отслеживания остаточной ёмкости, необходимо предусмотреть каналы системы датчиков для центрального контроллера. Максимизация энергетической эффективности автономной ФДЭС на постоянном токе СИУ центрального контроллера также обязана учитывать следующие дополнительные функции:

1. Обеспечить загрузку ДД в желаемых режимах на уровне 30-70% от его установленной мощности;
2. Не допускать нежелательных частых включений/отключений ДГУ, особенно при режимах работы на малых нагрузках;
3. Для ФЭС производится расчёт максимальной мощности, которую можно «снять» в данных условиях по МРРТ-технологии. Соответствующее значение подаётся в свой DC/DC-преобразователь ФЭС.

Учитывая вышеизложенное, был сделан вывод о том, что изменяющийся характер мощности нагрузки и уровня инсоляции обуславливает для эффективной работы системы, имеющей в своем составе СНЭЭ, оптимизационные подходы к определению корректного комплектного состава последних. Понятие «статический режим» для подобных систем основывается на квазистатическом представлении их предшествующего состояния заряда. Выполнение обозначенных условий обеспечит максимальное замещение энергии, вырабатываемой ДГУ, энергией связки ФЭС-СНЭЭ, а следовательно, и максимальную экономию

дорогостоящего дизельного топлива. Выполнение данных условий достигается рациональным выбором установленных мощностей ФЭС и СНЭЭ с учётом имеющегося потенциала ВИЭ и характера нагрузки.

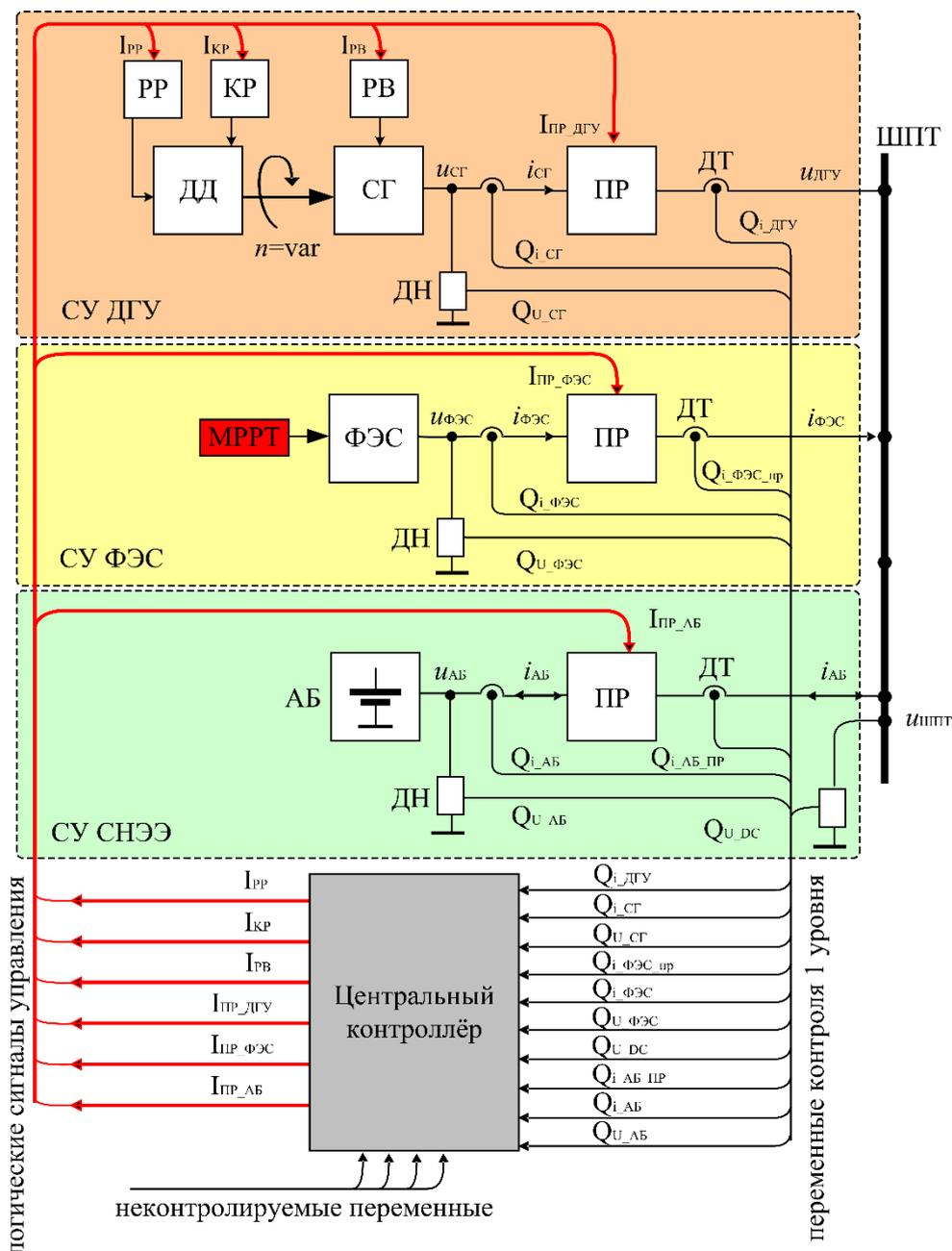


Рисунок 31 – Алгоритм согласованной работы разнотипных установок

На Рисунке 31 в упрощённой конфигурации представлена СИУ ФДЭС на постоянном токе, включающая системы управления (СУ) первичного уровня каждого источника, которые реализует «оперативный» алгоритм управления. Так, по текущему значению напряжения и тока СНЭЭ, снимаемых с соответствующих датчиков напряжения (ДН) и датчика тока (ДТ), в СУ СНЭЭ производится расчёт остаточной ёмкости накопителя по показателю  $SOC$ . Если  $SOC$  превышает 95% от полной ёмкости СНЭЭ, СУ формирует управляющий сигнал на остановку

ДГУ, где уже электрические сигналы подаются на специальные релейные устройства: *PP* – регулятор скорости вращения ДД, *KP* – регулятор положения ТНВД, *PB* – регулятор возбуждения СГ. Помимо остановки ДГУ, формируется сигнал-команда на перевод СНЭЭ в режим разряда через соответствующий преобразователь (*ПР*). При снижении SOC ниже 20%, формируется сигнал-команда на запуск ДГУ и перевод накопителя в режим заряда от ФЭС. Соответствующие сигналы управления подаются на преобразователь DC/DC, чем обеспечивается его функционирование в режиме управляемого источника тока (ФЭС) при заряде, и стабилизатора напряжения при разряде (СНЭЭ). Данный алгоритм управления повышает эксплуатационный ресурс ДГУ, так как сокращается количество моточасов его работы в нежелательных временных интервалах графика нагрузки.

С точки зрения эффективной работы ДГУ логика управления комплексом организована таким образом, что возможна работа дизеля в оптимальном «окне» загрузки от 30 до 70% своей установленной мощности. Алгоритм учитывает технические данные генерирующих установках и текущие значения внешних факторов (*G, T* для ФЭС). Так производится расчёт максимальной мощности, которую можно «снять» в данных условиях по MPPT технологии. Это значение подаётся в свой DC/DC преобразователь ФЭС, где формируется электрический задающий сигнал управления. Алгоритм работы MPPT не рассматривается и не моделируется в рамках данного исследования. Такой подход управления обеспечивает максимально полезное использование энергии, генерируемой ФЭС-СНЭЭ, что повышает эффективность всего энергетического комплекса. Для практической реализации предложенных алгоритмов управления необходим постоянный контроль за запасом энергии в накопителе и текущими значениями датчика расхода топлива (*DT*), число оборотов ДД (*n*), действующее выпрямленное значения напряжения и тока. Кроме того, ДГУ должна быть выполнена по третьей степени автоматизации, обеспечивающей дистанционный запуск и останов ДД.

Почасовая дискретизация прогнозной выработки электрической энергии источниками является особенностью представленной модели. Для реализации «оперативного» алгоритма управления в Stateflow был написан программный код с использованием внутреннего синтаксиса MATLAB, позволяющий анализировать суточные энергетические параметры ФДЭС-системы на постоянном токе. Полученные массивы прогнозных значений заносятся как внешние (неконтролируемые) данные в Stateflow, где происходит принятие энергоэффективных решений по оперативному управлению электротехническим комплексом.

Ниже представлен фрагмент кода в MATLAB, где комментарии, выделенные знаком процента (%) цветом, поэтапно описывают ход выполнения вспомогательных расчётов, а также формирование массивов прогнозных значений:

```
clear
%===== выбор применяемых правил распределения избыточного заряда АКБ
% true - правило используется, false - не используется
rules(1) = true;      %Зима. Компенсация пиков
rules(2) = false;    %Зима. Отключение ДГУ на полный час
rules(3) = true;     %Зима. Снижение нагрузки на ДГУ, но не ниже границы 30%
rules(4) = true;     %Лето. Включение ДГУ на рассчитанное время и мощность
%===== выбор модели для планирования
modelNb = 4;        % номер используемого файла исходных данных
switch modelNb
    case 1
        plan_model = 'plan_kim_letto'; % (1)
        DG_power = 25000;
        rules(1:3) = false;
    case 2
        plan_model = 'plan_kim_zima'; % (2)
        DG_power = 25000;
        rules(4) = false;
    case 3
        plan_model = 'plan_mag_letto'; % (3)
        DG_power = 30000;
        rules(1:3) = false;
    case 4
        plan_model = 'plan_mag_zima'; % (4)
        DG_power = 30000;
        rules(4) = false;
end

%===== расчет =====
%запуск модели для планирования
plan = sim(plan_model);
%исходные данные для планирования
P_pv = plan.PV;
Load = plan.Load;
%сумма за сутки (24 часа)
sum_PV = sum(P_pv);
sum_Load = sum(Load);
%почасовая нагрузка за вычетом энергии ФЭС
extraLoad = Load - P_pv;
%разница между суммарной нагрузкой и суммарной выработкой от ФЭС
diff_Load_PV = sum_Load - sum_PV;
%верхняя граница загрузки ДГУ
DG_ub = DG_power * 0.7;
%нижняя граница загрузки ДГУ
DG_lb = DG_power * 0.3;

%массив-заготовка для передачи данных в модель Simulink
zeros_day = zeros(24,2);
zeros_day(:,1)=plan.tout;

%определяем часы, когда для поддержания суточного энергетического баланса
%принудительно вкл. ДГУ. Это происходит в часы вблизи максимума потребления
%на необходимое кол-во часов

%кол-ва часов на которые нужно включать ДГУ в режиме не более 30% мощности
```

```

number_hours = min(floor(diff_Load_PV/DG_lb),24);
%средняя нагрузка ДГУ
DG_avg_power = diff_Load_PV/number_hours;

%определяем номер часа максимума (Load-P_pv)
[max_value,max_hour] = max(extraLoad);

%определяем массив логических значений принудительного включения
%DГУ на предварительно определённое кол-во часов работы
%с серединой периода в максимуме потребления
stop_hour = min(max_hour+floor(number_hours/2),24);
start_hour = stop_hour-number_hours+1;

array_logic_DG = zeros_day;
for i = start_hour:stop_hour
    array_logic_DG(i,2)=1;
end

% определяем часы, когда нагрузка выходит за оптимальные границы работы ДГУ
hour_ub = extraLoad - DG_ub;
hour_lb = extraLoad - DG_lb;
HiLoad_hours = hour_ub > 0;
LowLoad_hours = hour_lb < 0;
% определяем энергию, выходящую за пределы границ оптимальной работы ДГУ
sumHi = 0;
sumLow = 0;
HiLoad_numb = 0;
for i=1:24
    if HiLoad_hours(i)
        sumHi = sumHi + hour_ub(i);
        HiLoad_numb = HiLoad_numb +1;
    elseif LowLoad_hours(i)
        if P_pv(i)>1
            sumLow = sumLow - hour_lb(i);
        end
    end
end
end

% ===== Минимальная выработка работающего ДГУ
DG_min = zeros_day;
DG_min(1:24,2) = min(Load,DG_lb);

%=====
%Правило накопления в АКБ - максимизация вклада ФЭС
%В АКБ запасаются излишки энергии, которые остаются при
%параллельной работе ФЭС и ДГУ в оптимальной зоне.
%тогда, накапливаемая АКБ энергия за сутки
essEnergy=sumLow;

array_extra_discharge = zeros_day;
% Зима. 1 приоритет
%цикл компенсации пиков (выше верхней границы загрузки ДГУ)
if rules(1)
    for i=1:24
        if HiLoad_hours(i) && essEnergy>0
            dischValue = min(hour_ub(i), essEnergy);
            essEnergy = essEnergy - dischValue;
            array_extra_discharge(i,2) = dischValue;
        end
    end
end
end

```

```

% Зима. 2 приоритет
%поиск часов выработки от ДГУ, когда возможно отключить ДГУ.
%выгоднее компенсировать неоптимальные часы ниже нижней границы
if rules(2)
    for i=1:24
        if array_logic_DG(i,2) && LowLoad_hours(i)    %(?)
            if Load(i)<essEnergy && essEnergy>0
                dischValue=Load(i);
                essEnergy=essEnergy-dischValue;
                array_extra_discharge(i,2) = array_extra_discharge(i,2) + dischValue;
                array_logic_DG(i,2)=0;
            end
        end
    end
end

% Зима. 3 приоритет
%если в АКБ остаётся энергия, которой не хватает для отключения ДГУ на час,
%то эту энергию тратим на параллельную работу с ДГУ в часы, когда нет
%заряда (аналог цикла компенсации пиков)
if rules(3)
    NoCharge_hours = zeros(24,1);
    for i=1:24
        NoCharge_hours(i,1) = not(LowLoad_hours(i) && P_pv(i)>1);
        if NoCharge_hours(i) && essEnergy>0
            deltaE_lb = extraLoad(i)-DG_lb;
            if(deltaE_lb>0)
                dischValue = min(deltaE_lb, essEnergy);
                essEnergy = essEnergy - dischValue;
                array_extra_discharge(i,2) = array_extra_discharge(i,2) + dischValue;
            end
        end
    end
end

% Лето. Расчетный разряд АКБ для поддержания суточного баланса
%
if rules(4)
    for i=1:24
        if array_logic_DG(i,2)
            array_extra_discharge(i,2) = extraLoad(i)-DG_avg_power;
        end
    end
end

% моделирование суток
result = sim('logic');

%данные почасовой выработки от источников
P_dg = result.P_dg(1:24);
P_ess = result.P_ess(1:24);

%проверка на схождение по энергетическому балансу
%максимальная ошибка по балансу должна быть ~0
Balance = P_pv + P_dg + P_ess - Load;
eps = max(abs(Balance));

%проверка по суточному энергобалансу АКБ
%сумма энергии заряда/разряда АКБ за сутки должна быть ~0
sumESS = sum(P_ess);

```

```

%проверка по изменению заряда АКБ
%изменение суточного заряда АКБ должно быть ~0
SOC = result.SOC;
deltaSOC = SOC(25)-SOC(1);

[eps,sumESS,deltaSOC]    %#ok<NOPTS>

```

Для оценки эффективности предложенных технических решений по построению и управлению режимами гибридных систем автономного электроснабжения необходимо провести экспериментальное исследование рабочих режимов конкретных электростанций с учетом реальных энергетических характеристик ВИЭ и электрических нагрузок потребителя.

### 3.4 Выводы по третьей главе

1. В результате проведенных исследований автором разработана структура и стратегии эффективного энергоменеджмента фото-дизельной системы электроснабжения на постоянном токе. Система строится по модульному принципу с подключением отдельных генерирующих установок к общей шине постоянного тока через индивидуальные силовые преобразователи. Энергетический баланс с учётом излишков генерируемой энергии от фотоэлектрической станции обеспечивается с помощью системы накопления электроэнергии, подключенной к шине постоянного тока через двунаправленный DC/DC преобразователь.

2. Автором спроектирован функциональный алгоритм взаимодействия системы накопления электрической энергии с дизель-генераторной установкой для автономных энергетических комплексов на постоянном токе, а также эффективные алгоритмы управления их рабочими режимами с учётом оптимальной загрузки ДГУ.

3. Проведенные численные эксперименты показали, что система интеллектуального управления обеспечивает выполнение требуемых команд: накопление и распределения потоков энергии в автономных энергетических системах, содержащих фотоэлектрические установки, и имеет хорошие перспективы практического внедрения.

4. Проведенная оценка энергетических характеристик гибридной системы автономного электроснабжения показала, что использование в их составе накопителей энергии позволяет повысить коэффициент использования установленной мощности возобновляемой энергетики и значительно улучшить эксплуатационные режимы дизель-генераторных установок.

5. Выполненные теоретические исследования показали, что принятая стратегия энергоменеджмента и алгоритм управления рабочими режимами рассматриваемой

энергетической системы работоспособны, обеспечивают эффективное использование потенциала первичных энергоносителей установок ВИЭ, и могут быть использованы для дальнейшей реализации или последующего научного развития.

#### **4. ТЕСТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ И АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

На примере реальных автономных систем электроснабжения проводится тестирование разработанной имитационной модели фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе с интеллектуальной архитектурой управления. Полученные результаты подтверждают адекватность моделей электротехнического комплекса и эффективность алгоритмов управления его режимами работы, что позволяет рекомендовать разработанные модели и алгоритмы управления в качестве универсального и удобного инструмента исследования фотодизельных систем электроснабжения.

##### **4.1 Выбор и оценка технико-экономических характеристик тестовых систем электроснабжения**

В качестве примера для оптимизации энергетических характеристик автономных систем электроснабжения, рассмотрим реальные системы электроснабжения с генерацией от ДЭС. Первый пример – это расположенный в Республики Карелия (Россия) п. Кимоваара, второй – базовая вышка сотовой связи в районе п. Магистральный в Иркутской области (Россия). Посёлок Кимоваара расположен близ Северного Полярного круга с географическими координатами:  $63^{\circ}38'39''$  с.ш. и  $31^{\circ}02'22''$  в.д., п. Магистральный имеет координаты:  $56^{\circ}11'$  с.ш. и  $107^{\circ}26'$  в.д.

Электроснабжение в п. Кимоваара осуществляется круглосуточно. Существующая дизельная электрическая станция состоит из четырёх ДГУ суммарной мощностью 138 кВт (включая резерв), при этом постоянно работает только одна ДГУ – AKSA APD-33A установленной мощностью 24 кВт [101, 102], а остальные находятся в резерве. Суточные летние и зимние графики электропотребления посёлка приведены на Рисунке 32, судя по которому существенных отличий между потреблением летом и зимой не наблюдается. Большая часть

энергии потребляется бытовыми нагрузками местных жителей количество которых составляет 120 человек.

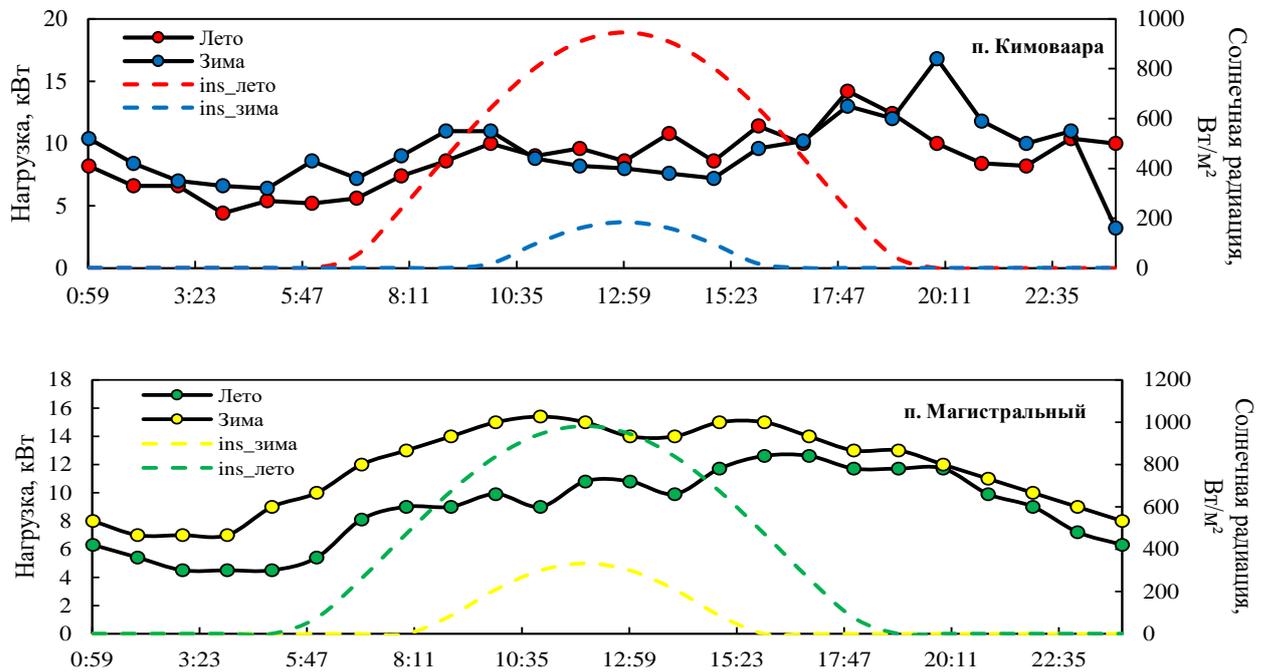


Рисунок 32 – Графики среднесуточного потребления электроэнергии в п. Кимоваара, п. Магистральный, и суточного хода инсоляции

В электропотреблении наблюдаются утренние и вечерние максимумы. Пиковое потребление электроэнергии составляет 13 кВт (18:00 – 19:00) летом и 18 кВт (20:00 – 21:00) зимой. Средняя нагрузка системы электроснабжения составляет 9 кВт. Средняя температура воздуха по данным местного Гидрометеорологического центра за 2021 г.: зимой  $-10,8^{\circ}\text{C}$ , весной  $+4,6^{\circ}\text{C}$ , летом  $+14,2^{\circ}\text{C}$  и осенью  $+5,1^{\circ}\text{C}$ .

Электроснабжение базовой вышки сотовой связи осуществляется круглосуточно. Согласно [103, 105], базовая вышка представляет собой, в первую очередь, нагрузку постоянного тока, которая в основном состоит из усилителя мощности, приёмопередатчика, модуля модулирующего сигнала, освещения и системы кондиционирования воздуха. В процентном соотношении усилитель потребляет до 68% установленной мощности базовой станции. Система электроснабжения состоит из одной ДГУ установленной мощностью 30 кВт, модель АД-30 (Perkins) [106]. Исходя из Рисунка 32, кратковременных сезонных колебаний мощности не наблюдается, однако, имеются ярко выраженные продолжительные броски нагрузки.

Так, разница между утренними и вечерними величинами электропотребления составляют до 8 кВт. Пиковое потребление электроэнергии составляет 12,6 кВт·ч (16:00 – 17:00) летом и два

пиковых значения 15,4 кВт·ч (11:00 – 12:00 и 15:00 – 16:00) зимой. Средняя нагрузка на систему составляет 8,3 кВт. Средняя температура воздуха по данным местного Гидрометеорологического центра за 2021 г.: зимой  $-24,2^{\circ}\text{C}$ , весной  $+6,1^{\circ}\text{C}$ , летом  $+25,2^{\circ}\text{C}$  и осенью  $-8,1^{\circ}\text{C}$ .

Оба объекта расположены в зоне удовлетворительной солнечной радиации (показатели  $ins_{\text{лето}}$ ,  $ins_{\text{зима}}$  на Рисунке 32) и по предварительным оценкам имеют хорошие перспективы для модернизации системы электроснабжения. Рассмотрим два возможных варианта построения автономной системы электроснабжения:

- на базе ДГУ, ФЭС и СНЭЭ на переменном токе;
- на базе ДГУ, ФЭС и СНЭЭ на постоянном токе.

Произведем анализ действующего оборудования и оценку энергетической эффективности автономных систем электроснабжения, расположенных в данных населённых пунктах. Так как нагрузка электростанции небольшая, принимаем к рассмотрению одну рабочую ДГУ. Основные технические характеристики для обоих объектов приведены в Таблице 2:

Таблица 2. Основные технические характеристики ДГУ

Параметр	п. Кимоваара	п. Магистральный
Модель	AKSA APD-33A (John Deere)	АД-30 (Perkins)
Страна-производитель	Турция	Англия
Стоимость, руб.	810 000	1 000 000
$P_{\text{ном}}$ , кВт	24	30
$U_{\text{ном}}$ , В	230	230
Расход топлива (при 50% нагрузке), л/ч	3,4	4,8
Рабочий ресурс, моточасов	30 000	30 000
Удельный расход топлива, кг/кВт·ч	0,283	0,222

В качестве накопителей электроэнергии используем аккумуляторы, рекомендуемые для использования в том числе и в фотоэлектрических системах. Таблица 3 показывает основные технико-экономические показатели двух видов аккумуляторов: LFP и OPzS, сравнение которых должно помочь выдать качественные рекомендации к применению СНЭЭ у различных групп потребителей. Широкий ассортимент аккумуляторных батарей, представленный на рынке, позволяет выбрать подходящие для конкретного потребителя, учитывая территориальные, температурные, а также режимные особенности [107].

Таблица 3. Основные технические характеристики накопителей

Параметр	LiFePO <sub>4</sub>	OPzS
Номинальное напряжение	3,22 В	2,0 В
Допустимая глубина разряда	90%	80%
КПД	92 %	88 %
Рабочий диапазон температур	0...+45 °С	-20...+50 °С
Стоимость	137 \$/кВт·ч	100 \$/кВт·ч
Срок службы (циклический режим)	20 лет	12 лет
Срок службы (буферный режим)	30 лет	17 лет
Количество циклов (DoD = 80%)	5000	1500
Экологичность технологии	высокая	средняя
Стоимость ремонта и обслуживания	-	18 \$/год

Постоянное и заметное снижение цен на генерирующее оборудование ВИЭ привело к тому, что аккумуляторы становятся самым дорогостоящим элементом энергокомплекса. Кроме того, аккумуляторы с их относительно небольшим сроком службы являются практически расходным материалом. Необходимо обращать особое внимание на выбор аккумуляторов для проекта, а также последующую правильную их эксплуатацию. Обычно в документации к аккумуляторам производители указывают срок службы в буферном режиме и при идеальных условиях эксплуатации (температура 20°С, редкие неглубокие разряды, постоянный оптимальный заряд). Даже в резервной системе такие условия обеспечить затруднительно, в автономной системе аккумуляторы работают в наиболее тяжелом циклическом режиме – заряд/разряд.

Рациональное количество аккумуляторных батарей в составе моноблока СНЭЭ определится после расчёта и последующего оптимизационного анализа. Выбор рациональной установленной мощности ФЭС для работы в составе ФДЭС на постоянном токе во многом зависит от характеристик светового дня и температуры в месте расположения объекта. Для сравнительного анализа энергетических и технико-экономических характеристик ФДЭС с ФЭС различной мощности в рассмотрении используется модельный ряд фотоэлектрических модулей отечественной торговой марки Nevel [108], а также китайского производителя SilaSolar [109].

Выбор данных торговых марок обусловлен тем обстоятельством, что на рынке заказчики, как правило, рассматривают недорогие модули китайского производства, выполненные в соответствии с европейскими стандартами качества и отечественные аналоги в рамках глобальных программ импортозамещения. Модельный ряд фотоэлектрических модулей представленных марок перекрывают мощностной диапазон, необходимый для использования в

составе ФДЭС на постоянном токе малой мощности. Выберем фотоэлектрический модуль номинальной мощностью 310 Вт. На сайте производителей, где также есть список официальных дилеров, можно ознакомиться с подробной технической спецификацией на поставляемое оборудование и комплектующие.

Таблица 4. Основные технические характеристики фотоэлектрических модулей

Параметр	Hevel	SilaSolar
Модель	HVL-310/HJT	SIM310-24 (5BB) PERC
Срок службы, лет	25	25
КПД модуля, %	19,0	19,0
Номинальная мощность $P_{ном}$ , Вт	310	310
Стоимость, руб.	15 590	11 600
Занимаемая площадь одним модулем, м <sup>2</sup>	1,67	1,63
Максимальное рабочее напряжение ( $P_{max}$ ), В	35,99	33,5
Максимальный рабочий ток ( $P_{max}$ ), А	8,78	9,25
Фактор деградации модуля в год, %	0,6	0,7
Диапазон рабочих температур, °С	от -40 до +85	от -40 до +85
Тип ячейки	монокристалл	монокристалл

Для полноты анализа необходимо также предусмотреть системный DC/DC преобразователь (конвертер), используемый в топологии постоянного тока для автономных систем электроснабжения. Его мощность, цена и др. приведены в Таблице 5. В своём комплектном составе преобразователь содержит выпрямитель, к рассмотрению предлагаются технические решения компании Siemens (Германия), а также отечественной компании ООО "Системы постоянного тока" (Новосибирск).

Таблица 5. Основные технические характеристики DC/DC преобразователя

Параметр	Siemens	ООО "СПТ"
Модель	SINAMICS DCP 30	ПНД
Выходной диапазон напряжения DC, В	0 – 1000	450 – 700
КПД, %	98	97
Номинальная мощность $P_{ном}$ , кВт	30	100 (кВА)
Стоимость, руб.	700 000	850 000
Пульсации выходного тока, %	3	2,5
Номинальное напряжение DC, В	600	600
Номинальный ток DC, А	50	50
Диапазон рабочих температур, °С	от 0 до +40	от 0 до +50

Исходными данными для проведения энергетических расчётов являются неконтролируемые факторы внешней среды и специфика электрической нагрузки потребителя, детально представленные и описанные во второй главе. Так как математическая модель ФЭС на постоянном токе является имитационной, расчёты энергетических характеристик логично проводить сериями, соответствующими годовым сезонам с соответствующими изменениями энергетического потенциала ВИЭ.

Среднегодовое потребление электроэнергии для п. Кимоваара составляет 78 840 кВт·ч, при потреблении дизельного топлива – 30 124 кг/год, при этом средний удельный расход составит 382 г/кВт·ч, что на 34% превышает показатель номинального удельного расхода топлива дизель-генератора. Для базовой вышки сотовой связи на территории п. Магистральный среднегодовое потребление электроэнергии составляет 72 708 кВт·ч, потребление дизельного топлива – 35 712 кг/год, при среднем удельном расходе 491 г/кВт·ч, что на 83% превышает показатель номинального удельного расхода. Превышение среднего удельного расхода топлива на вырабатываемый 1 кВт·ч свидетельствует о работе ДГУ на малую нагрузку. В данном варианте системы годовое число часов работы ДГУ составляет 8760 часов. Введение в состав системы ФЭС, СНЭЭ, работающей совместно с ДГУ в соответствующих режимах должно обеспечить замещение части дизельного топлива, используемого для выработки электрической энергии. Также сократится число часов наработки ДГУ, что положительно скажется на его моторесурсе.

Проанализируем энергетическую эффективность ДГУ и ФЭС по коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ)  $K_p$ . В общем виде КИУМ можно рассчитать по формуле:

$$K_p = \frac{W_{\text{факт.}}^{\text{уст.}}}{P_{\text{уст.}}^{\text{уст.}} \cdot T}, \quad (32)$$

где  $W_{\text{факт.}}^{\text{уст.}}$  — объём энергии произведённой источником в составе гибридной энергетической установки (ДГУ или ФЭС) за рассматриваемый временной интервал;  $P_{\text{уст.}}^{\text{уст.}}$  — установленная мощность источника в составе гибридной энергетической установки (ДГУ или ФЭС);  $T$  — рассматриваемый временной промежуток (год – 8760 часов, сутки – 24 часа). Зависимости энергетических характеристик ДГУ и ФЭС для п. Кимоваара приведены на Рисунке 33.

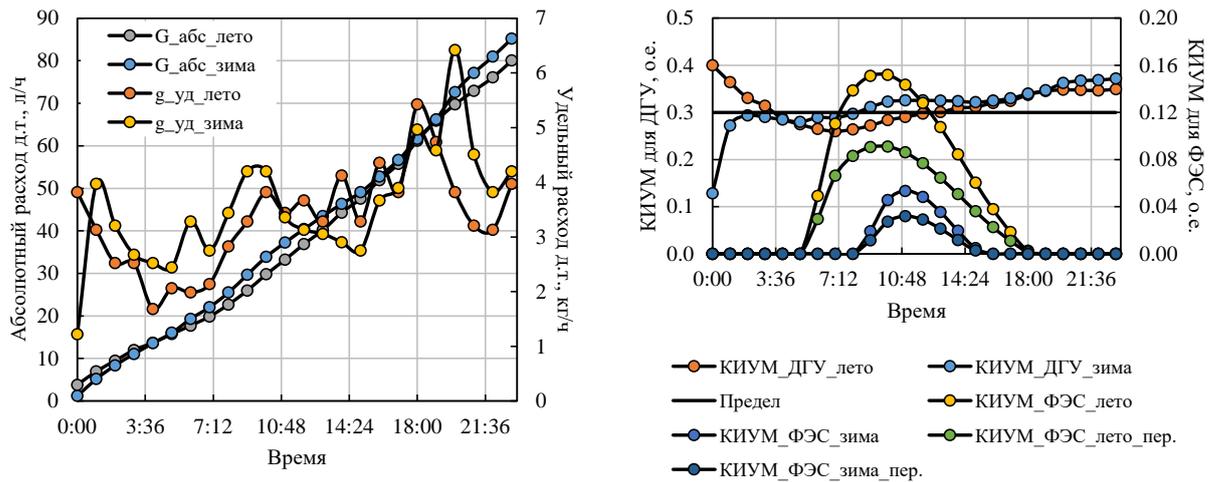


Рисунок 33 – Энергетические характеристики установок в п. Кимоваара

Полученные зависимости наглядно демонстрируют, что летом и зимой в течение 9 часов ДГУ эксплуатируется с низким КИУМ: от 26 до 29% (КИУМ\_ДГУ\_лето, Рисунок 33). Зимой показатель варьируется в диапазоне от 12 до 29% (КИУМ\_ДГУ\_зима, Рисунок 33). В течение средних суток показатель КИУМ для ДГУ летом имеет значение 35%, а зимой – 37%. Введение в состав автономной системы электроснабжения ФЭС и перевод системы на постоянный ток может улучшить её энергетические характеристики. Так, увеличение установленной мощности (или вклада) ФЭС должно привести к снижению абсолютного расхода дизельного топлива  $G$  и сокращению часов работы дизель-генератора на малую нагрузку с высоким удельным расходом  $g$ , а также приближению КИУМ к желаемому значению в 30%. В варианте переменного тока КИУМ ФЭС для средних летних суток составляет 5,4%, а зимой – 1,5% (КИУМ\_ФЭС\_лето\_пер. КИУМ\_ФЭС\_зима\_пер.).

Из Рисунка 34 можно заключить, что летом в течение 13 часов ДГУ эксплуатируется с низким КИУМ: от 20 до 29% (КИУМ\_ДГУ\_лето, Рисунок 34). Зимой, в течение 2 часов, показатель составляет 29% (КИУМ\_ДГУ\_зима, Рисунок 34). В течение средних суток показатель КИУМ для ДГУ летом имеет значение 28%, а зимой – 41%. Даже учитывая привлекательный показатель КИУМ зимой, абсолютный расход дизельного топлива в таком случае пропорционален величине выработки кВт·ч, что экономически и экологически нецелесообразно. Как один из возможных вариантов развития энергетической эффективности данной системы, можно рассмотреть управление топливной подачей ДД через работу на частичных скоростных характеристиках (см. вторую главу). В варианте переменного тока КИУМ ФЭС для средних летних суток составляет 3,3%, а зимой – 0,85% (КИУМ\_ФЭС\_лето\_пер. КИУМ\_ФЭС\_зима\_пер., Рисунок 34).

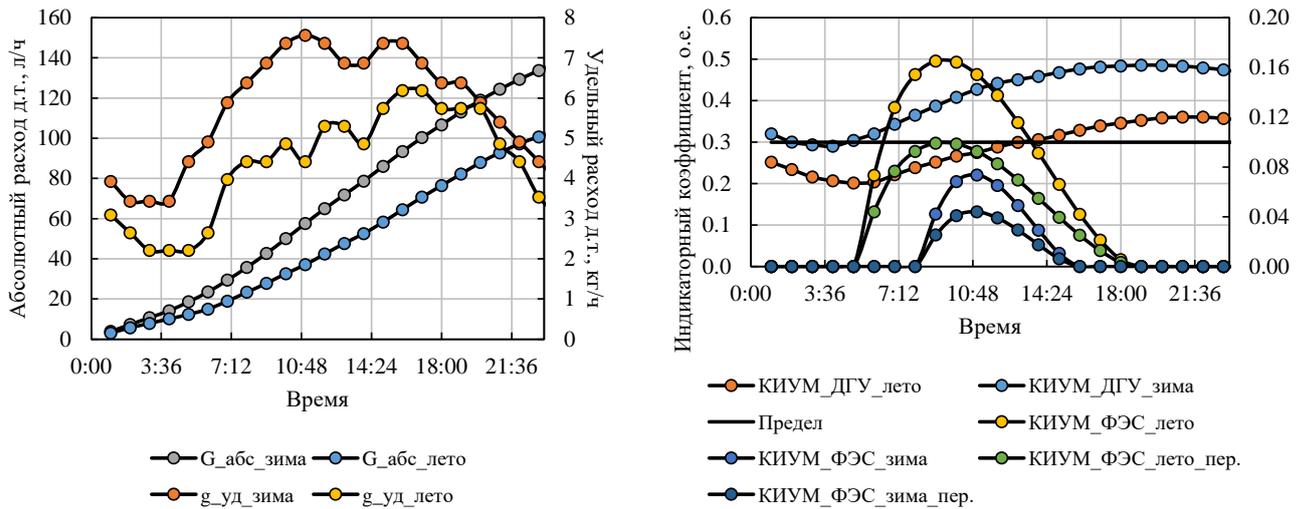


Рисунок 34 – Энергетические характеристики установок в п. Магистральный

Для ФЭС на переменном и постоянном токе показатель КИУМ значительно отличается. Параллельная работа ВИЭ и ДГУ гибридной электростанции предусматривает использование ДГУ в качестве опорного энергоисточника. В случае переменного тока ФЭС (Рисунки 33, 34 КИУМ\_ФЭС\_лето\_пер. КИУМ\_ФЭС\_зима\_пер.) с сетевым инвертором, безусловно, позволяет экономить дизельное топливо, замещая часть электроэнергии ДЭС. Однако, текущая мощность ФЭС относительно ДГУ, по условию устойчивости сетевого инвертора, не должна превышать 40% от суммарной генерации, то есть текущей нагрузки. Превышение же возможной выработки электроэнергии ФЭС в топологии переменного тока при текущем уровне нагрузки автономной системы электроснабжения, в определенные временные интервалы ведет к необходимости ограничения мощности сетевого инвертора. В идеальном случае вся доступная энергия гибридной электростанции с сетевым инвертором должна потребляться нагрузкой, при этом суммарная энергия генерирующих источников будет дублировать график нагрузки.

Одновременный рост количества приходящей на приёмную поверхность фотоэлектрических модулей инсоляции, и снижение уровня нагрузки, приводят к нарушению энергетического баланса и необходимости его поиска. Поиск достигается регулированием мощности генерации ФЭС и поддержанием загрузки ДГУ в «оптимальной зоне». «Оптимальная зона» – область желаемых энергетических показателей, которые возможно достичь, к примеру, с помощью «расщепления» ДГУ на несколько агрегатов меньшей мощности или корректным подбором единичной ДГУ. «Оптимальную зону» можно также достигнуть использованием в составе ФДЭС постоянного тока с системой накопления электроэнергии – СНЭЭ.

Улучшение энергетических характеристик ФДЭС постоянного тока достигается за счёт рационального выбора установленных мощностей генерирующих и аккумулирующих источников, определяемых параметрами светового режима в месте размещения электростанции

и характером электрической нагрузки потребителя, а также управления потоками энергии в замкнутой энергетической системе, которое обеспечивает единая система управления рабочими режимами.

#### **4.2 Исследование разработанной фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе проведением численного эксперимента по разработанным компьютерным моделям в MATLAB/Simulink/Stateflow**

Для корректного тестирования разработанной стратегии энергоменеджмента, в которой проверяется способность оптимально управлять режимами ФДЭС на постоянном токе, необходимо произвести рациональный выбор и настройку параметров основных энергетических компонентов системы: ДГУ, ФЭС и СНЭЭ (см. Таблицу 6, 7). Для этого использовались математические модели автономных систем электроснабжения, представленные во второй главе настоящей работы, а также принятая к моделированию интеллектуальная архитектура управления электротехнического комплекса автономного электроснабжения, представленная в третьей главе. Комплексная имитационная модель ФДЭС постоянного тока, которая использовалась для проведения вычислительных экспериментов, представлена на Рисунке 35.

Модель содержит подсистемы всех основных компонентов комплекса: дизель-генератор, модель фотоэлектрической станции и системы накопления электрической энергии на основе аккумуляторных батарей. Все генерирующие установки подключены к ШПТ через соответствующие полупроводниковые преобразователи. Следует отметить, что параметры компонентов модели соответствуют параметрам принятых к моделированию источников (глава 4, параграф 4.1), что позволяет с одной стороны контролировать адекватность полученных результатов, с другой – упростить выбор и настройку параметров.

Таблица 6. Входные данные моделирования режима работы в условиях максимального вклада фотоэлектрической станции

Параметр	п. Кимоваара	п. Магистральный
График нагрузки (сезон)	летний	летний
Номер моделируемого дня	152	158
Угол наклона фотоэлектрического модуля, °	30	30
Средняя температура воздуха, °С	+14,2	+25,2
Начальная ёмкость СНЭЭ (SOC), %	60	60
Координата расположения объекта, ° с.ш.	63	56

Индекс прозрачности атмосферы	0,4	0.44
Альbedo земной поверхности	0,2	0,2

Результаты моделирования удовлетворительно отображают процессы энергопреобразований при эксплуатации ФЭС и других установок гибридного комплекса. Из Рисунка 35 видно, что имитационная модель предусматривает введение всех интересующих внешних факторов.

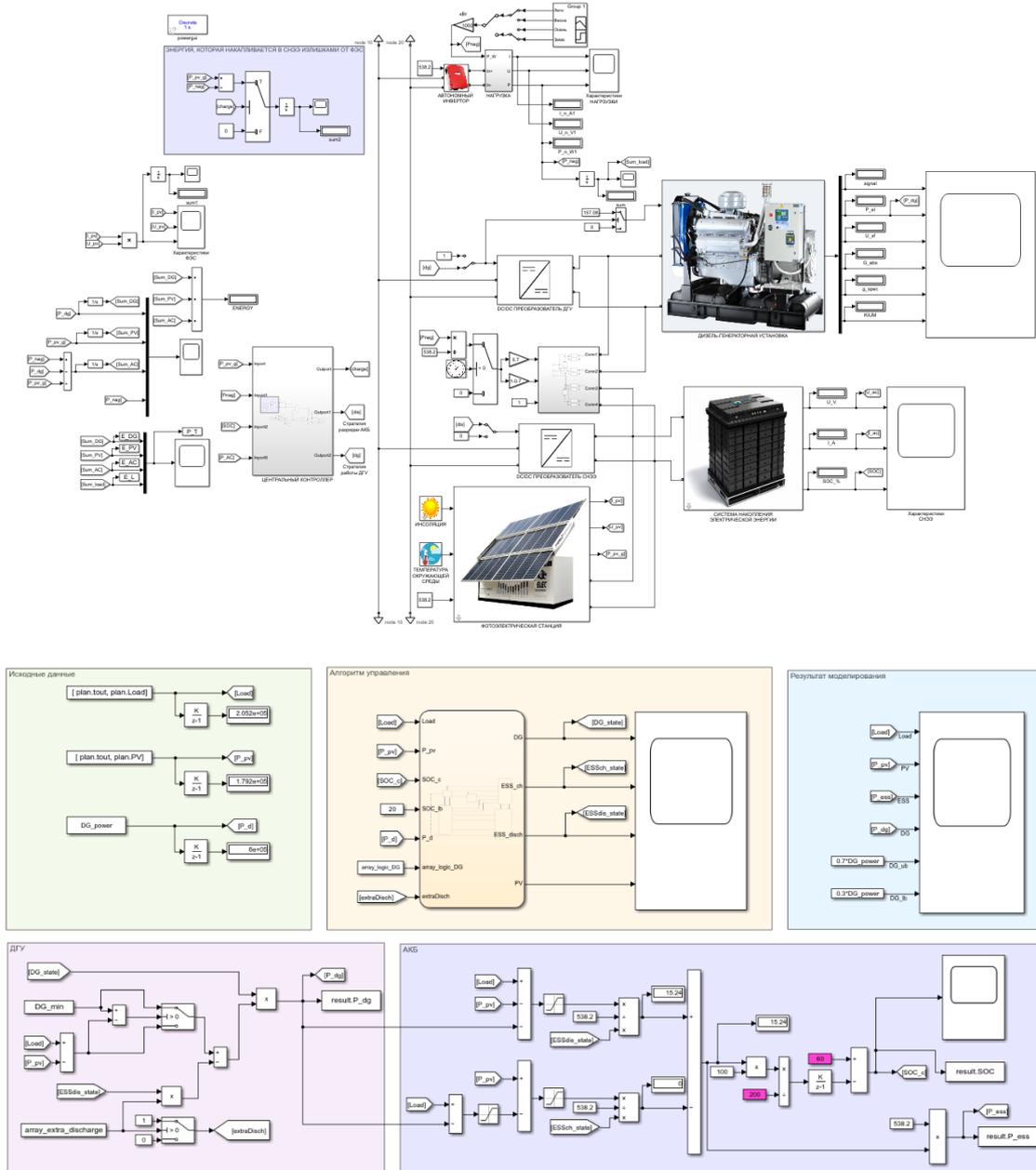


Рисунок 35 – Модель фотодизельной системы электроснабжения на постоянном токе в MATLAB/Simulink/Stateflow

Через блоки индивидуальных осциллографов можно детально рассмотреть физические процессы перетоков электрической энергии с заданным шагом дискретизации. Характеристики

производительности системы при условии максимального вклада возобновляемого энергоносителя показаны на Рисунке 36.

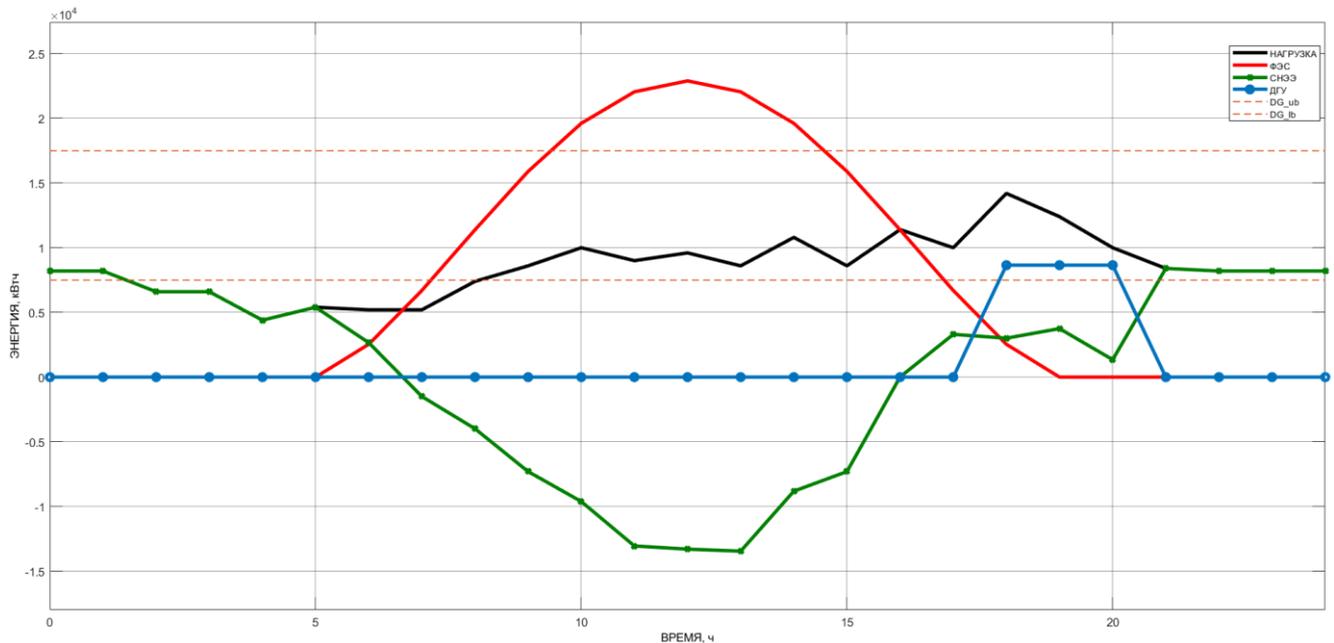


Рисунок 36 – Диаграмма энергетического баланса в условиях летней нагрузки для п. Кимоваара

На основе управляющих команд с соблюдением энергетического баланса, центральный контроллер из библиотеки Stateflow управляет режимами работы DC/DC преобразователей ДГУ, СНЭЭ, а также их совместной работой, при изменении условий уровня солнечного излучения, температуры окружающей среды, нагрузки. В период времени с 07:00 до 16:00 ФЭС вырабатывает больше энергии, чем требуется для нагрузки. Эта избыточная энергия идёт на заряд СНЭЭ. Напряжение на ШПТ равно  $540 \pm 10$  (В), что является допустимым.

Расчётная зависимость контролируемого параметра в системе – SOC, при набросе электрической нагрузки показана на Рисунке 37, который следует за изменениями мощности ФЭС для поддержания необходимой мощности на ШПТ. При отсутствии энергии ФЭС, обменная энергия разряда СНЭЭ следует за изменением уровня электропотребления. Когда выработка электроэнергии от ФЭС начинает увеличиваться, СНЭЭ начинает работать совместно с ФЭС, что видно в 06:00 и с 16:00 до 18:00 (Рисунок 36). Остаточная ёмкость СНЭЭ на начало суток принята равной 60% для моделирования недостаточного количества инсоляции с точки зрения предыдущего дня. За время моделирования уровень заряда СНЭЭ уменьшается до 20%. Во время заряда СНЭЭ остаточная ёмкость увеличивается с 20 до 94%, максимальный ток заряда не превышает 22 А, что меньше допустимого тока в 30 А для массива моноблоков. За время работы в зонах разряда уровень SOC СНЭЭ уменьшается до 60%, что соответствует первоначально

заданному, и свидетельствует о том, что энергия, затраченная СНЭЭ на питание нагрузок потребителя, успевает полностью восполниться за сутки.

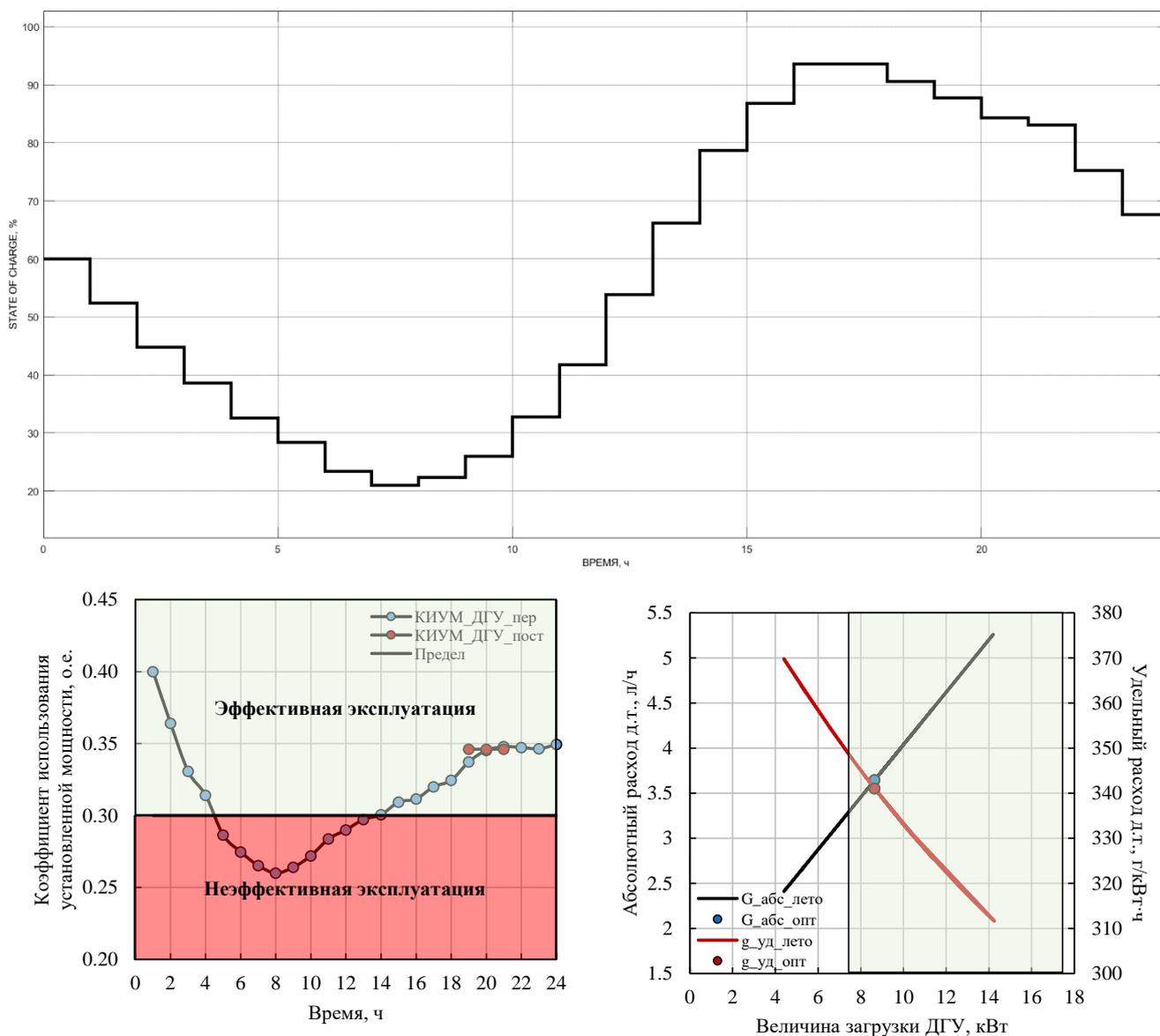


Рисунок 37 – График состояния заряда системы накопления электрической энергии, показатель коэффициента использования установленной мощности, а также расходная характеристика дизель-генераторной установки для п. Кимоваара летом

Анализируя Рисунок 37, необходимо подчеркнуть, что в часы нехватки запасенной энергии и энергии ФЭС запускается ДГУ с 18:00 до 20:00. ДГУ находится в зоне «эффективной эксплуатации», не преодолевая нижнюю границу оптимальной загрузки (Предел, Рисунок 37). Абсолютный и удельный расходы дизельного топлива определены в точках –  $G_{\text{абс\_опт}}$ ,  $g_{\text{уд\_опт}}$  на Рисунке 37. В течение трёх часов работы КИУМ ДГУ в составе ФДЭС постоянного тока составляет 34,6%, экономия дизельного топлива составляет 34 л/сут. Энергия ФЭС варьируется в зависимости от количества поступающего солнечного излучения. Учитывая

данный факт, необходимо провести проверку на адекватность схождения энергетического баланса, где критериями оценки будут следующие параметры: схождение по энергетическому балансу ФДЭС-системы на постоянном токе; сумма энергии заряда/разряда СНЭЭ за сутки должна быть приблизительно равна нулю; изменение суточного заряда СНЭЭ должно быть приблизительно равняться нулю. Результаты моделирования средних летних суток для п. Кимоваара следующие:  $0,0091 \cdot 10^{-10}$  кВт·ч – величина обменной энергии в ФДЭС-системе на конец моделируемых суток;  $-0,2547 \cdot 10^{-10}$  кВт·ч – величина обменной энергии СНЭЭ на конец моделируемых суток;  $0,0004 \cdot 10^{-10}$  % – величина параметра SOC на конец моделируемых суток.

Результаты моделирования подтверждают, что разработанная система обеспечивает бесперебойное электроснабжение нагрузки, режим управления ФДЭС на постоянном токе работает корректно. Анализируя графики следует сделать вывод, что все компоненты системы работают правильно, а именно: график нагрузок полностью обеспечен энергией, блок СНЭЭ по мере разряда/заряда переключаются в соответствии с разработанной логикой работы. Характеристики производительности системы при условии максимального вклада возобновляемого энергоносителя для п. Магистральный показаны на Рисунке 38.

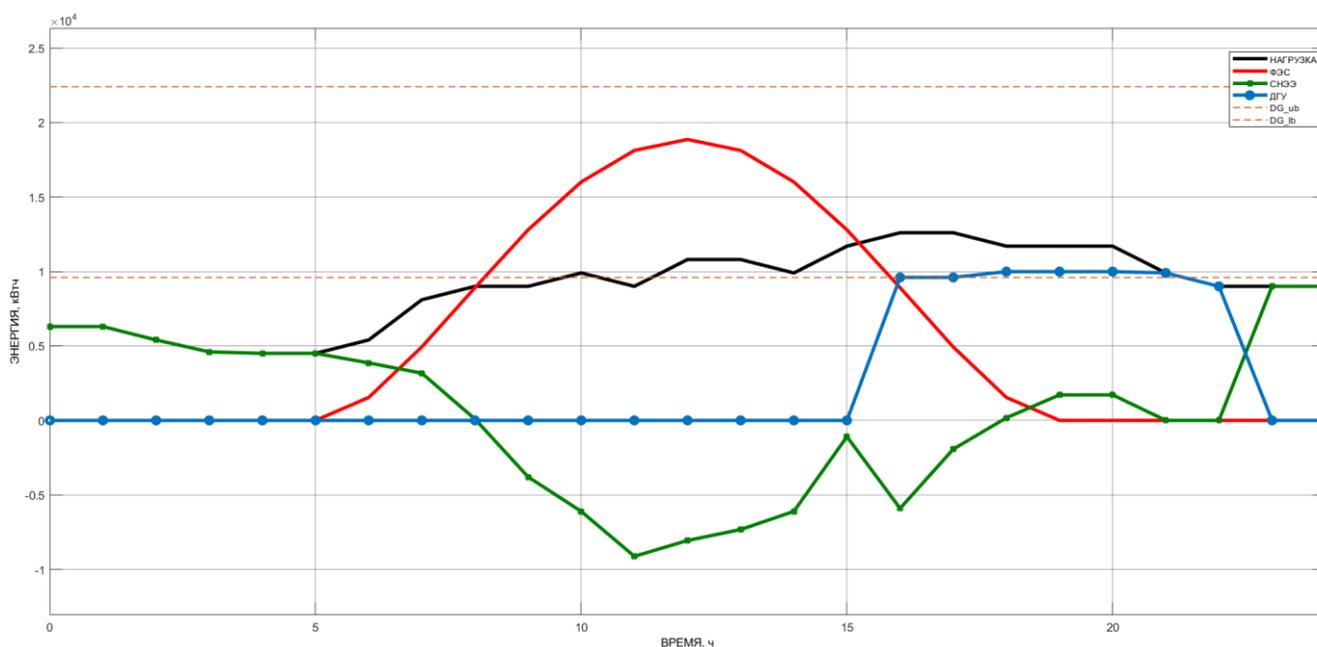


Рисунок 38 – Диаграмма энергетического баланса в условиях летней нагрузки для п. Магистральный

Из представленных на Рисунке 38 зависимостей видно, что при принятом соотношении мощностей обеспечивается полное покрытие потребляемой энергии, за счёт генерации ФЭС, СНЭЭ, а также ДГУ. Центральный контроллер «отрабатывает» включение ДГУ на рассчитанное время и мощность с 16:00 до 22:00. Включение обусловлено требованием бесперебойного

обеспечения потребителя электрической энергией: ДГУ работает совместно с СНЭЭ, где минимальная нагрузка ДГУ – не менее 30 % (DG\_lb).

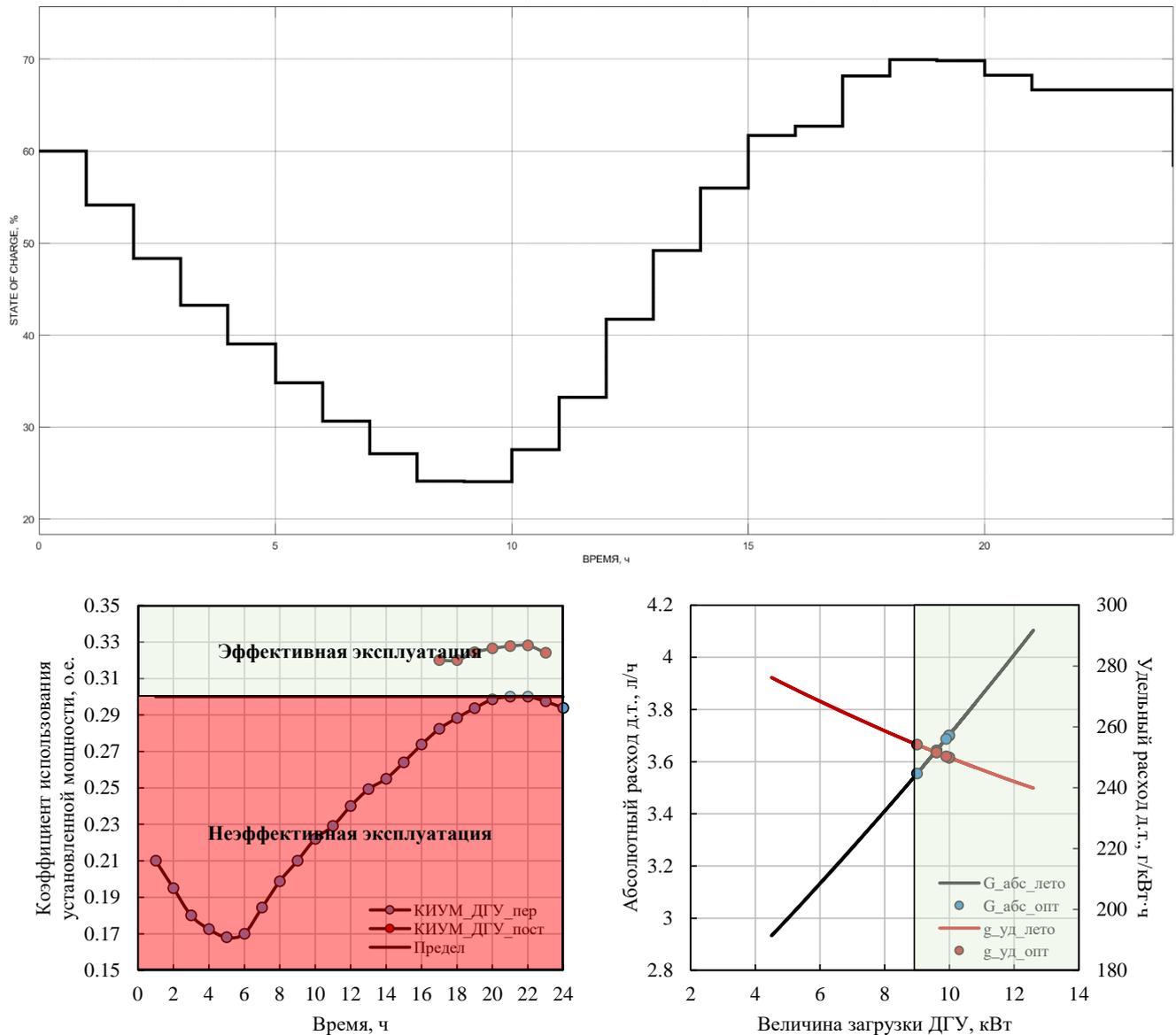


Рисунок 39 – График состояния заряда системы накопления электрической энергии, показатель коэффициента использования установленной мощности, а также расходная характеристика дизель-генераторной установки для п. Магистральный летом

Остаточная ёмкость СНЭЭ на начало суток принята равной 60% для моделирования недостаточного количества инсоляции с точки зрения предыдущего дня. За время моделирования уровень заряда СНЭЭ уменьшается до 24% (Рисунок 39). Во время заряда СНЭЭ остаточная ёмкость увеличивается с 25 до 58%, максимальный ток заряда не превышает 21 А, что меньше допустимого тока в 29 А для массива моноблоков. За время работы в зонах разряда уровень SOC СНЭЭ уменьшается до 58%, что меньше первоначально заданного, и свидетельствует о том, что

энергия, затраченная СНЭЭ на питание нагрузок потребителя, не успевает полностью восполниться за сутки. Исходя из полученных данных ДГУ на Рисунке 39, следует сделать вывод о том, что включение ДГУ с 16:00 до 22:00 поддерживает необходимый уровень энергии на ШПТ, КИУМ ДГУ (КИУМ\_ДГУ\_пост) за семь часов работы составляет, в среднем, 32%. Запуск ДГУ помогает ФДЭС постоянного тока сохранить энергетический баланс системы, реализуя стратегию энергоменеджмента по максимальному вкладу возобновляемого энергоносителя. Низкий показатель КИУМ в первые часы работы (КИУМ\_ДГУ\_пер) объясняется нерациональным выбором ДГУ в автономной системе электроснабжения. Расходная характеристика ДГУ в составе ФДЭС постоянного тока в п. Магистральный демонстрирует точки оптимального расхода, где все они находятся в «оптимальной зоне» работы ДГУ. Экономия дизельного топлива составляет 59,3 л/сут. Проверка энергетического баланса для средних летних суток п. Магистральный следующие: 0,00 кВт·ч – величина обменной энергии в ФДЭС-системе на конец моделируемых суток; 1,851 кВт·ч – величина обменной энергии СНЭЭ на конец моделируемых суток; -1,7% – величина параметра SOC на конец моделируемых суток.

Результаты моделирования подтверждают, что разработанная система обеспечивает бесперебойное электроснабжения нагрузки, режим управления ФДЭС на постоянном токе работает корректно. Анализируя графики следует сделать вывод, что все компоненты системы работают правильно, а именно: график нагрузок полностью обеспечен энергией, блок СНЭЭ по мере разряда/заряда переключаются в соответствии с разработанной логикой работы. В часы нехватки запасенной энергии в СНЭЭ запускается ДГУ. Однако, с точки зрения схождения по энергетическому балансу, СНЭЭ необходимо оптимизировать по ёмкостному ресурсу, либо по количеству фотоэлектрических модулей.

Для моделирования режима работы ФДЭС в зимние сутки необходимо изменить входные данные для следующего эксперимента.

Таблица 7. Входные данные моделирования режима работы в условиях компенсации пиковых нагрузок

Параметр	п. Кимоваара	п. Магистральный
График нагрузки (сезон)	зимний	зимний
Номер моделируемого дня	15	18
Угол наклона фотоэлектрического модуля, °	77	70
Средняя температура воздуха, °С	-10,8	-24,2
Начальная ёмкость СНЭЭ (SOC), %	80	90
Координата расположения объекта, ° с.ш.	63	56
Индекс прозрачности атмосферы	0,7	0,44
Альбедо земной поверхности	0,9	0,9

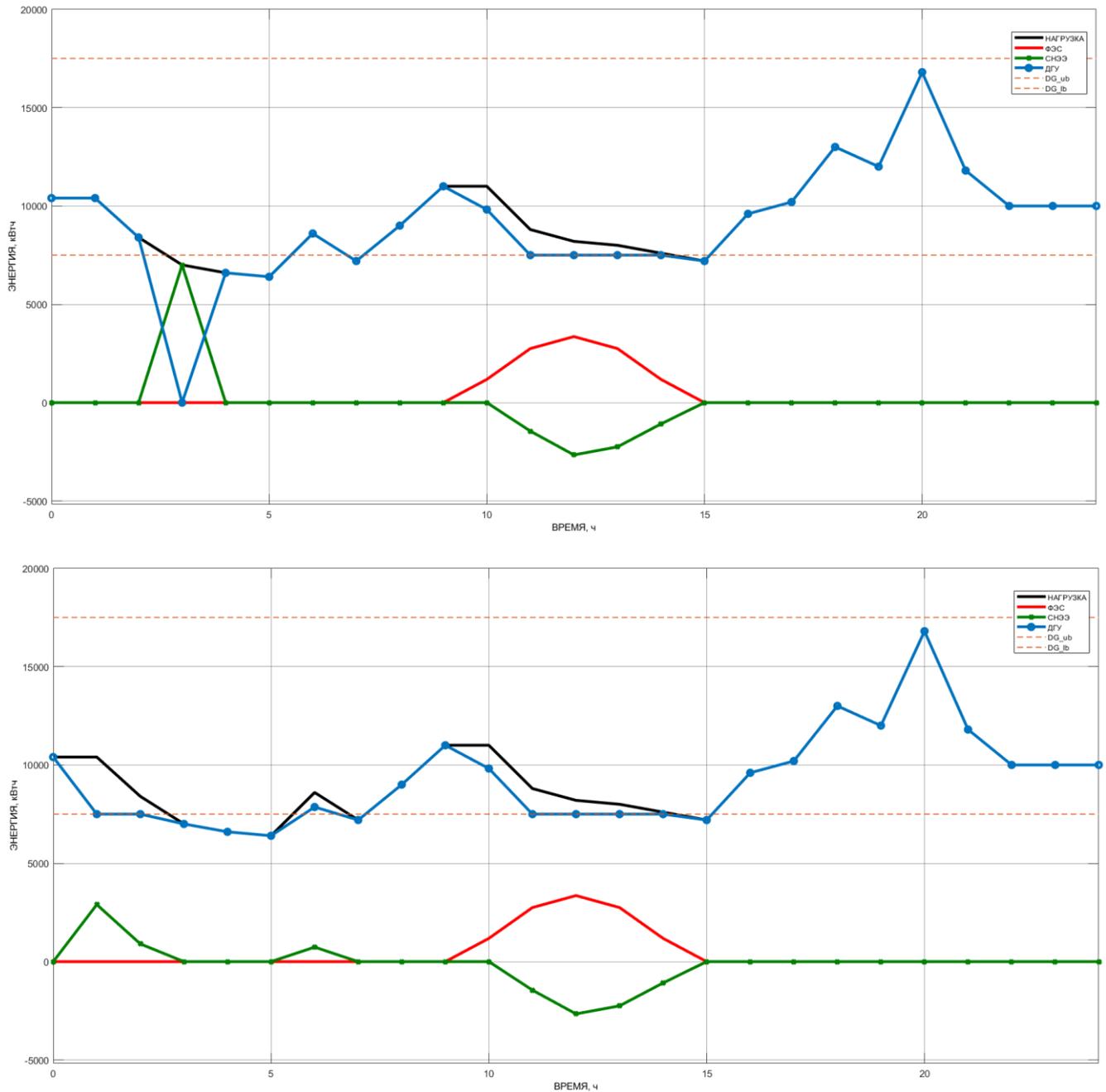


Рисунок 40 – Диаграммы энергетического баланса в условиях зимней нагрузки для п. Кимоваара

Производительность ФДЭС-системы при низком уровне выработки ФЭС для п. Кимоваара представлена на Рисунке 40. Выработка энергии ФЭС меньше, чем требуемая величина нагрузки с 09:00 до 15:00. Исходя из входных параметров и условий работы управляющей логики центрального контроллера, система реагирует на выполнение режима использования СНЭЭ либо на отключение ДГУ на определённый час, либо для выравнивания графиков нагрузки ДГУ. СИУ центрального контроллера подбирает наиболее благоприятные исходы, обеспечивающие нагрузку, СНЭЭ, в свою очередь, находится в состоянии отработки режима разряда в моменты предельного снижения уровня напряжения на ШПТ. Критерием

оптимального выбора режима работы ФДЭС на постоянном токе должна стать проверка энергетического баланса, где результаты отключения ДГУ на определённый час следующие: 0,0005 кВт·ч – величина обменной энергии в ФДЭС-системе на конец моделируемых суток; - 438,71 Вт·ч – величина обменной энергии СНЭЭ на конец моделируемых суток; 0,41% – величина параметра SOC на конец моделируемых суток. На Рисунке 41 показаны параметры СНЭЭ при отключении ДГУ на определённый час.

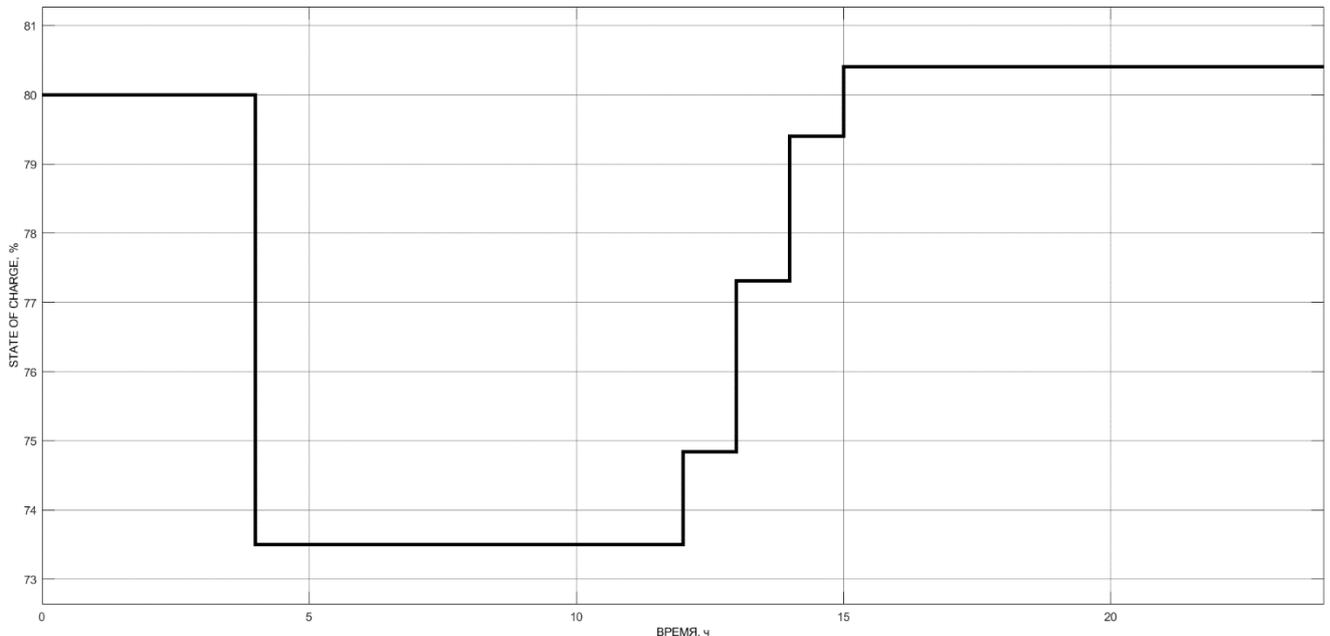


Рисунок 41 – График состояния заряда системы накопления электрической энергии для п. Кимоваара зимой

Результаты выравнивания графиков нагрузки ДГУ: 0,00 кВт·ч – величина обменной энергии в ФДЭС-системе на конец моделируемых суток; -2,9 кВт·ч – величина обменной энергии СНЭЭ на конец моделируемых суток; 2,7% – величина параметра SOC на конец моделируемых суток. Сопоставляя результаты схождения можно заключить, что отключение ДГУ на определённый час рациональнее с точки зрения соблюдения энергетического баланса. После отработки часа 03:00, связка СНЭЭ-ФЭС получает достаточную зарядную мощность, чтобы снабдить следующие сутки (параметр SOC): начальный уровень заряда – 80%, в конце – почти 81%. Текущая команда, генерируемая контроллером мощностью, выполняет быстрое восстановление мощности нагрузки, а также напряжения ШПТ, не оптимизируя оптимальную загрузку ДГУ (см. Рисунок 42, расходная характеристика ДГУ). Данное условие возможно осуществить путём разряда батареи через подачу пропорциональной величины тока в соответствии характеристикой DC/DC преобразователя. В этом случае необходимо рассматривать ДГУ выпрямительного типа с управляемым преобразовательным звеном.

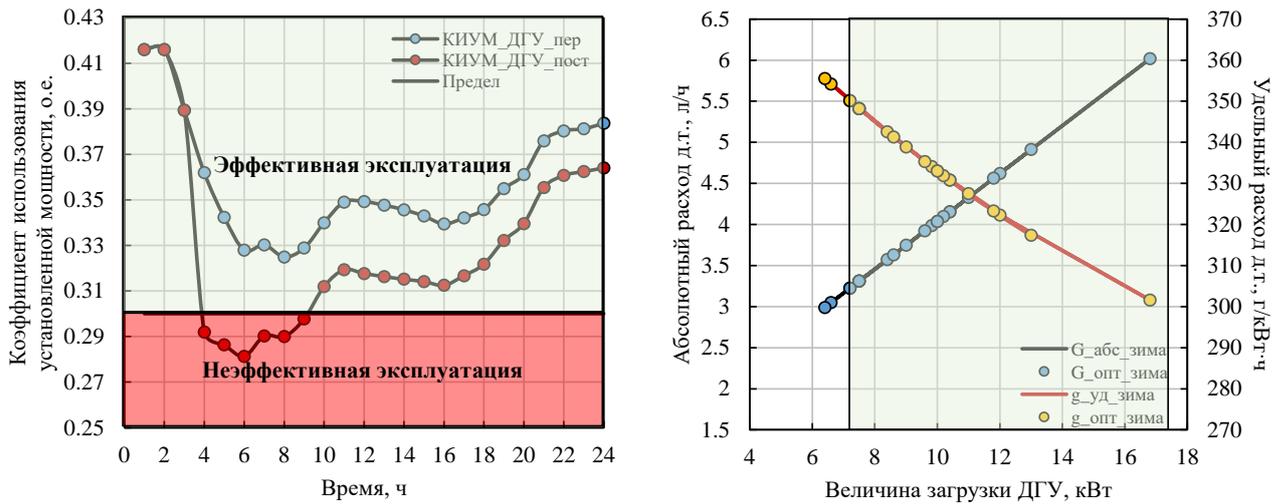


Рисунок 42 – График показателя коэффициента использования установленной мощности, а также расходная характеристика дизель-генераторной установки для п. Кимоваара зимой

Исходя из Рисунка 42, можно заключить, что для ДГУ неэффективным с точки зрения КИУМ является час с 04:00 до 09:00. Экономия дизельного топлива составляет 4,6 л/сут. Характеристики производительности системы в условиях зимней нагрузки для п. Магистральный показаны на Рисунке 43.

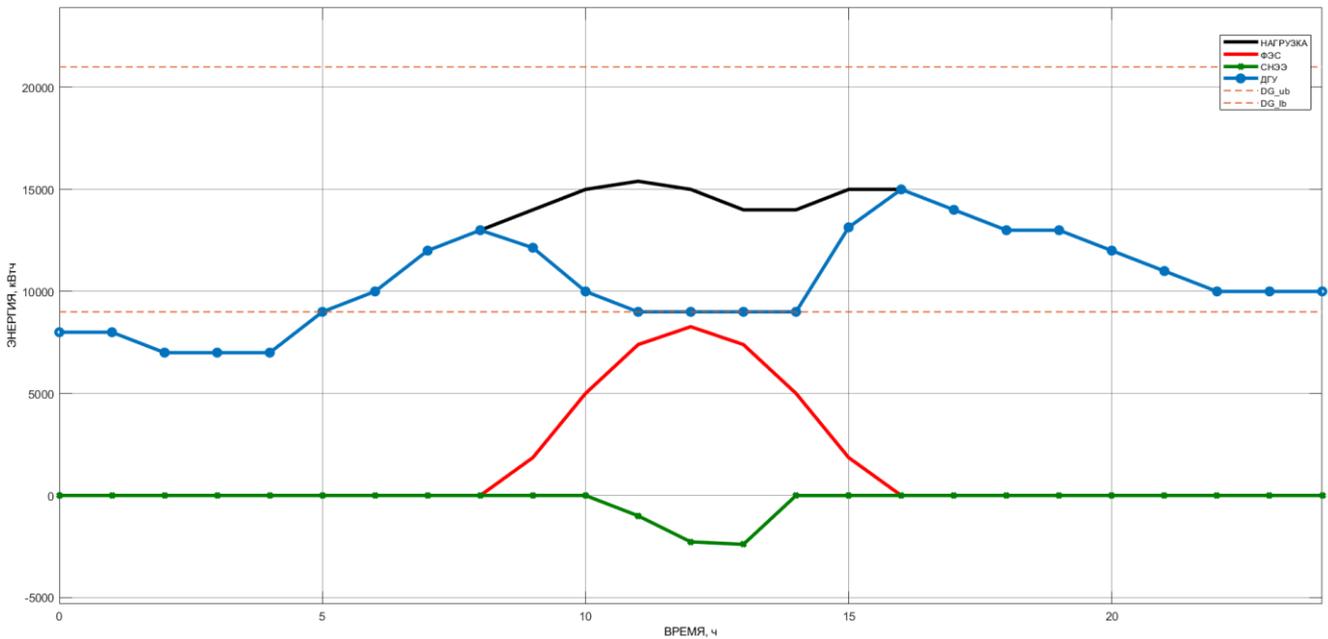


Рисунок 43 – Диаграмма энергетического баланса в условиях зимний нагрузки для п. Магистральный в режиме компенсации пиков

До момента времени 08:00 ДГУ полностью обеспечивает нагрузку, СНЭЭ находится в состоянии отработки режима разряда в моменты предельного снижения уровня напряжения на ШПТ. Далее, начиная с 09:00, ФЭС работает совместно с ДГУ, компенсируя пиковые величины.

Переизбыток генерируемой энергии от ФЭС идёт на заряд СНЭЭ. На Рисунке 44 показан исход СИУ во время процесса снижения нагрузки на ДГУ до допустимой нижней границы.

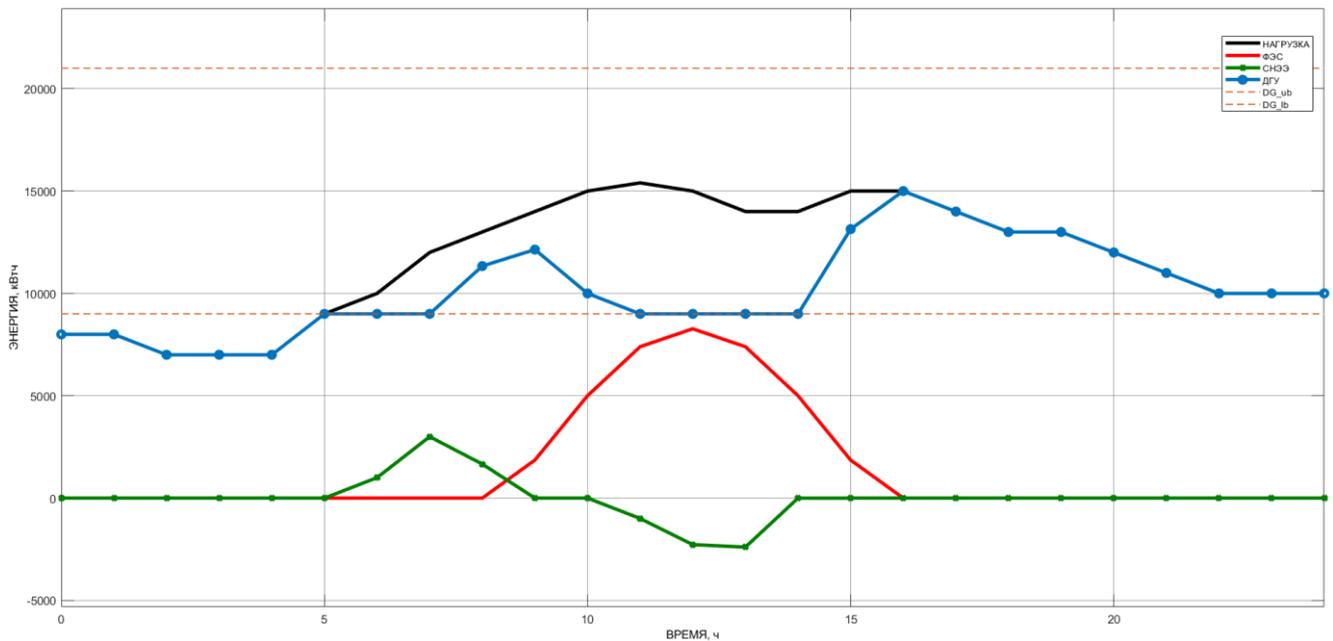


Рисунок 44 – Диаграмма энергетического баланса в условиях зимний нагрузки для п. Магистральный в режиме снижения нагрузки дизель-генераторной установки

СИУ, разработанная в Stateflow, также как и в предыдущих вариантах рассматривает критерием оптимального выбора проверку энергетического баланса, где результаты компенсации пиков следующие: 0,000 кВт·ч – величина обменной энергии в ФДЭС-системе на конец моделируемых суток; -5,66 кВт·ч – величина обменной энергии СНЭЭ на конец моделируемых суток; 5,5% – величина параметра SOC на конец моделируемых суток. Результаты снижения нагрузки ДГУ: 0,2979<sup>-4</sup> кВт·ч – величина обменной энергии в ФДЭС-системе на конец моделируемых суток; -0,00<sup>-4</sup> кВт·ч – величина обменной энергии СНЭЭ на конец моделируемых суток; 0,0<sup>-4</sup> % – величина параметра SOC на конец моделируемых суток. Сопоставляя результаты схождения можно заключить, что снижение нагрузки ДГУ рациональнее с точки зрения соблюдения энергетического баланса.

Энергетические характеристики отслеживаемых параметров СНЭЭ и ДГУ представлены на Рисунке 45, где после снабжения дневного пика видно, что связка СНЭЭ-ФЭС получает достаточную зарядную мощность, чтобы снабдить следующие сутки (параметр SOC): начальный уровень заряда – 80%, в конце – 80%. Текущая команда, генерируемая контроллером управления мощностью, выполняет быстрое восстановление мощности нагрузки, а также напряжения ШПТ, не оптимизируя загрузку ДГУ (см. Рисунок 45). Данное условие возможно осуществить путём разряда батареи через подачу пропорциональной величины тока в соответствии характеристикой

DC/DC преобразователя. В этом случае необходимо рассматривать ДГУ выпрямительного типа с управляемым преобразовательным звеном.

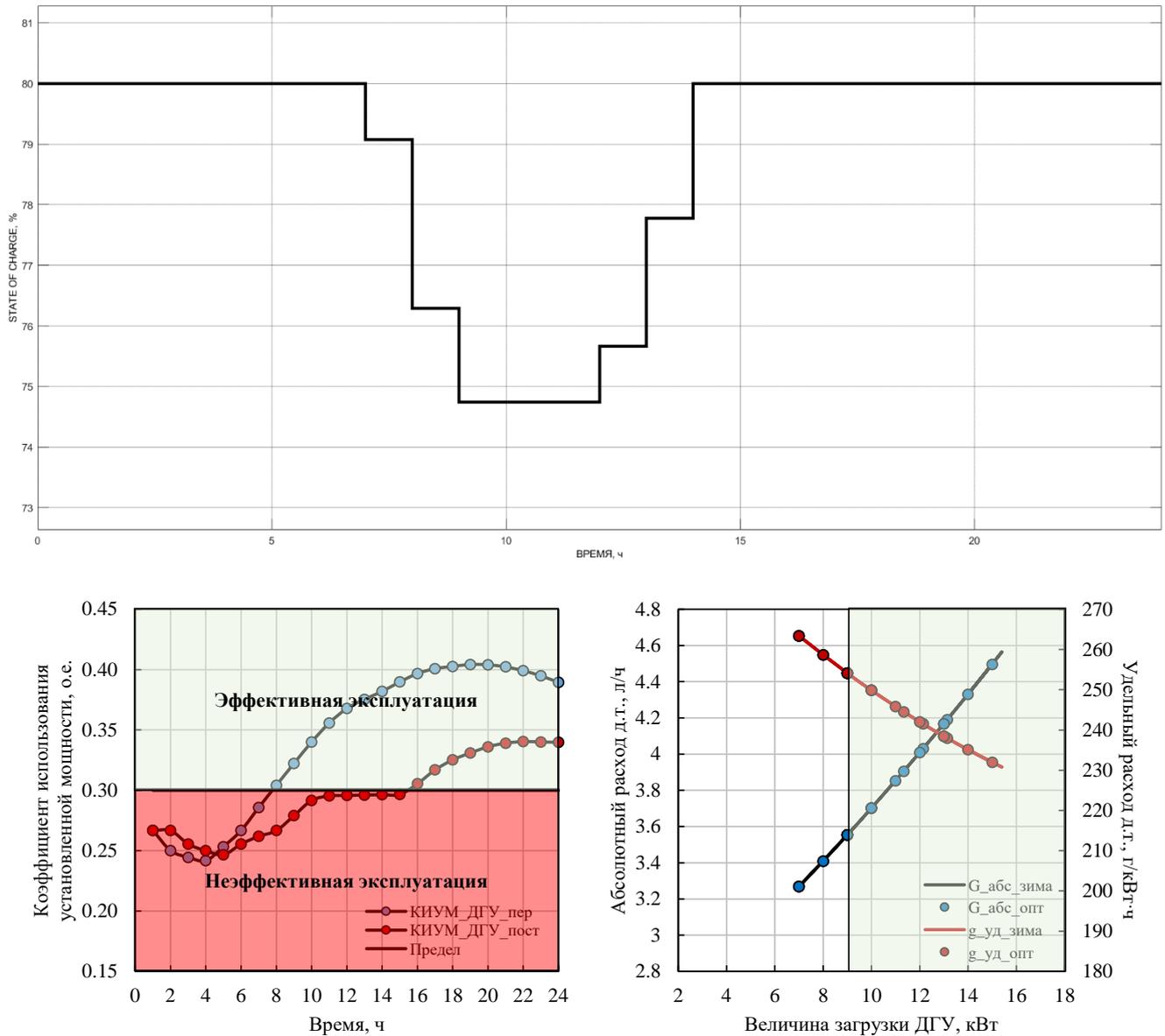


Рисунок 45 – График состояния заряда системы накопления электрической энергии, показатель коэффициента использования установленной мощности, а также расходная характеристика дизель-генераторной установки для п. Магистральный зимой

Экономия дизельного топлива составляет 5,6 л/сут. Показатель КИУМ в случае ФДЭС постоянного тока при снижении нагрузки на ДГУ (КИУМ\_ДГУ\_пост) значительно ниже первоначального показателя (КИУМ\_ДГУ\_пер). С учётом полученных данных, рекомендуется рассмотреть вариант установки двух блоков ДГУ меньшим номиналом, которые будут работать одновременно в течение максимальных по потреблению нагрузки сезонов (зима), а также более эффективно использовать ресурс ДГУ.

Разработанная система управления и контроля обменной энергии приемлемо работоспособна в случае достаточной выработки электроэнергии из возобновляемых источников. Также соблюден плавный переход между состояниями заряда/разряда при различных входных условиях. Однако, результаты проведенных экспериментов показали, что для рационального выбора и настройки параметров основных компонентов автономного энергетического комплекса необходимо решение вопроса об оптимальной ёмкости накопителя. Следует отметить, что разработка эффективной схемотехники силовых преобразователей являются предметом отдельных научных исследований, выходящих за рамки настоящей работы.

В качестве решения автор использует штатный решатель целочисленного линейного программирования программы MATLAB – *intlinprog*. На официальном сайте MathWorks приведена справка по данной функции [110]. Уникальные особенности решателя: простота синтаксиса вызова, относительно небольшие затраты вычислительного времени – отвечают всем необходимым требованиям по решению задачи оптимизации состава ФДЭС на постоянном токе. Ниже представлены входные параметры решателя в общем виде:

$$\min_x f^T x \text{ subject to } \begin{cases} x(\text{intcon}) \text{ are integers} \\ A \cdot x \leq b \\ A_{\text{eq}} \cdot x = \text{beq} \\ lb \leq x \leq ub \end{cases}, \quad (33)$$

Функция *intlinprog* включает систему ограничений, содержащих в себе переменные, которые нужно объявить до вызова решателя:  $x$  – вектор искомых переменных, т.е. решатель способен оптимизировать функцию относительно нескольких переменных; *intcon* – вектор, который определяет, какие из искомых переменных должны быть целыми числами. Далее следуют различного рода ограничения: так как искомые переменные являются вектором, параметры  $A$ ,  $A_{\text{eq}}$  – матрицы, потому что для каждого неизвестного может существовать более одного ограничения;  $lb$ ,  $ub$  – нижний и верхний пределы для вектора искомых переменных. Главным условием работы кода программы является выполнение баланса мощности.

Процесс оптимизации проводится для каждого среднего дня сезона года, т.е. 4 раза. Предварительно необходимо для каждого случая рассчитать вырабатываемую фотоэлектрическим модулем энергию. Данный процесс будет представлен далее, а ниже представлен фрагмент кода программы, вызывающий решатель:

```
lb = [0,0];
ub = [N_pv,w_dg];
x_all = zeros(1,2);
fval_all = zeros(1,1);
for i = 1:4
    f_on_i_step=f(i,[1,2]);
```

```

A_on_i_step=Aeq(i,[1,2]);
b_on_i_step=beq(i);
[x,fval]=intlinprog(f_on_i_step,intcon,[],[],A_on_i_step,b_on_i_step,lb,ub,options);
x_all(i,[1,2]) = x;
fval_all(i) = fval;
end

```

Функция *intlinprog* используется для оптимизации целевой функции общих затрат на создание и эксплуатацию системы. Такой подход позволяет рассредоточить генерируемую мощность между компонентами энергосистемы в качестве основы для максимизации технико-экономических преимуществ технологий постоянного тока. Ниже представлена целевая функция минимизации:

$$f(x) = N_1 \cdot C_{spec}^{PV} \cdot W_{PV} + N_2 \cdot C_{spec}^{DG} \cdot W_{DG} + N_3 \cdot C_{spec}^{BESS} \cdot W_{BESS}, \quad (34)$$

где  $W_{PV}$ ,  $W_{DG}$ ,  $W_{BESS}$  – реальная годовая выработка электроэнергии каждым генерирующим источником, а также количество энергии запасённое в СНЭЭ;  $C_{spec}^{PV}$ ,  $C_{spec}^{DG}$ ,  $C_{spec}^{BESS}$  – удельные затраты на выработку 1 кВт·ч каждым генерирующим источником;  $N_1$ ,  $N_2$ ,  $N_3$  – векторы искомых переменных: оптимальное количество фотоэлектрических модулей, часть энергии, взятая от ДГУ, оптимальное количество моноблоков СНЭЭ соответственно. Система ограничений для целевой функции представлена ниже:

$$\begin{cases} N_1, N_2, N_3 \geq 0 \\ N_1 \leq N_{max}^{PV} \\ N_2 \leq W_{DG} \\ N_1 \cdot W_{PV} + N_2 \cdot W_{DG} + N_3 \cdot W_{BESS} = W_{load} \end{cases} \quad (35)$$

В качестве исходных данных применяются паспортные данные оборудования, значения инсоляции в районе объекта электроснабжения, температуры окружающей среды, посчитанные данные ориентации фотоэлектрического модуля в пространстве, а также предполагаемые варианты расположения ФЭС. На основе этих данных, определяется реальная годовая выработка электроэнергии от одного фотоэлектрического модуля. Далее производится вычисление удельных затрат на единицу генерируемой электроэнергии при полученной годовой выработке. Минимизируя целевую функцию затрат (34), определяется оптимальное количество эталонных фотоэлектрических модулей для каждого сезона, предполагаемое использование энергии от ДГУ, а также количество моноблоков СНЭЭ.

```

W_sum_pv_y = 0;
for i = 1:4
    W_sum_pv_s = 0;
    for j = 1:24
        W_pv = KPD_pv * S_pv * Insol(i,j);
        W_sum_pv_s = W_sum_pv_s + W_pv;
    end
end

```

```

if W_sum_pv_s > P_nom_pv / 1000
    W_sum_pv_s = P_nom_pv / 1000;
end
W_sum_pv_s = W_sum_pv_s * 90;
W_sum_pv_y = W_sum_pv_y + W_sum_pv_s;
end

```

В представленном фрагменте кода программы расчёт ведется по принципу суммирования энергии, выработанной каждым фотоэлектрическим модулем за каждый час среднего дня каждого сезона. Объявлены два цикла `for`, один внутри другого, которые сменяют сезон и средний день соответственно. Во всём коде программы переменная  $i$  означает номер сезона (первый сезон – лето), переменная  $j$  означает текущий час. Код предусматривает ограничение выработки электроэнергии одним фотоэлектрическим модулем, основываясь на его паспортной максимальной мощности. В связи с этим, каждый час проверяется, не превышает ли выработанная часовая энергия лимит, установленный в исходных данных (переменная  $W\_sum\_pv\_s$ ). Если лимит не превышен, то вычисление часовой энергии происходит согласно линейной функциональной зависимости, в противном случае ограничивается паспортной максимальной мощностью. Далее происходит вычисление объёма электроэнергии за каждый сезон умножением на 90 дней, но уже не часовой энергии, а суточной.

После определения реальной годовой энергии необходимо рассчитать выгодность использования тех или иных источников относительно других. Автор заключает, что на сегодняшний день зависимости стоимости единиц установленных мощностей оборудования ФЭС от их номинальных мощностей близки к линейным, поэтому результаты оптимизации являются гибкими и рекомендованное количество эталонных элементов может быть заменено на пропорциональное количество элементов с другими номинальными мощностями. Однако, указанное утверждение мало применимо к СНЭЭ, поэтому необходимо предусмотреть более точное, почасовое, вычисление дефицита/профицита энергии и определить количество эталонных моноблоков СНЭЭ, рекомендованных к установке. Для ФЭС затраты вычислены приблизительно, с учётом только основных составляющих. Определяется стоимость существования фотоэлектрического модуля за год и полученные годовые затраты распределяются на каждый кВт·ч вырабатываемой за сезон электроэнергии.

К этому моменту определены количество фотоэлектрических модулей, а также прогнозируемое использование мощности ДГУ. Поскольку погодные условия предсказуемы только статистически и далеко не всегда в наличии имеются рассчитанные мощности ВИЭ, невозможно назвать точное число аккумуляторов, необходимых и достаточных для бесперебойного электроснабжения нагрузки. Для гарантированного обеспечения нагрузки электроэнергией в периоды невозможности генерировать достаточную энергию от ВИЭ, к

примеру, зимой, либо в случае нештатных ситуаций, предлагается следующий метод определения количества аккумуляторных батарей в составе СНЭЭ.

```
Nb=zeros(1,4);
Cost_b1=zeros(1,4);
Cost_b2=zeros(1,4);
for i = 1:4
    Wb=0;
    for j = 1:24
        if Del(i,j) < 0
            Wb = Wb + Del(i,j);
        end
    end

    Nb(i) = round(-Wb / P_b1);
    Cost_b1(i)=round(Nb(i) * Price_b1 / LT_b1 / 365);
    Cost_b2(i)=round(Nb(i) * Price_b2 / LT_b2 / 365);
end
```

Предварительно была сформирована матрица небаланса  $Del(i,j)$ : почасово определён дефицит или профицит энергии за каждый средний день сезона. Далее определяется доступная суммарная почасовая энергия всех фотоэлектрических модулей (процесс аналогичен годовой выработке фотоэлектрических модулей, которые были представлены выше), затем от полученного значения отнимается энергия, необходимая в данный час нагрузке. Из полученной матрицы нужно исключить профицит энергии и анализировать только дефицитные часы. После проведения минимизации функции затрат, для каждого среднего дня будет указано предполагаемое использование мощности ДГУ, следовательно, необходимо погасить наиболее дефицитные часы этой энергией. Когда вся предполагаемая энергия ДГУ будет использована, подсчитывается оставшийся суммарный дефицит энергии за день. Это количество энергии и должны покрыть моноблоки СНЭЭ.

Для определения избытка в коде программы использовалась стандартная функция MATLAB  $trapz(x,y)$ , которая возвращает в числовом виде площадь трапеции, ограниченной между функциями  $PV\_output$  и  $W\_нагр$ . Так, при «отстройке» по лету, решатель  $intlinprog$  предлагает 120 фотоэлектрических модулей для п. Кимоваара и 105 фотоэлектрических модулей для п. Магистральный как минимальное с точки зрения решения целевой функции затрат (35). Функция  $trapz(x,y)$  определила для накопления в СНЭЭ 105 кВт·ч электрической энергии за 10 часов генерации избытка для п. Кимоваара и 80 кВт·ч электрической энергии за 11 часов генерации избытка для п. Магистральный. Число часов автономного питания от СНЭЭ определяется требованиями потребителя, и в большинстве случаев составляет от 6 до 24 часов.

Так как рациональное соотношение установленных мощностей ДЭС, ФЭС и СНЭЭ никак не является типовым, а определяется индивидуально для каждой ФДЭС с учётом конкретных

условий её размещения и эксплуатации, в качестве критерия выбора основного силового оборудования целесообразно использовать технико-экономические показатели.

#### **4.3 Технико-экономическое обоснование использования фотодизельных систем электроснабжения на постоянном токе**

Определяющим фактором при принятии решения реализации инвестиционного проекта с применением технологий ВИЭ являются технико-экономические показатели. Целью подобного проекта для инвестора станет получение отдачи на вложенные затраты. Вложенные средства должны вернуться инвестору в приемлемом для него количестве и в приемлемый для него срок. К сожалению, качественный технико-экономический анализ проектов с ВИЭ затруднителен. Сложность заключается в достоверном прогнозе генерируемой и отпущенной потребителю электрической энергии, а также в вероятностном характере процессов генерации в автономных энергетических системах с ВИЭ.

Вопросам разработки методик технико-экономического обоснования применения ВИЭ посвящено большое количество научных работ. В общемировой практике для проведения технико-экономического анализа применения ВИЭ используют специализированные программные продукты, например, RETScreen (Канада) [111]. В рамках выполнения данной работы автором разработаны оригинальные подходы технико-экономической оценки эффективности применения связки ФЭС-СНЭЭ в составе ДГУ на постоянном токе в автономных системах электроснабжения малой мощности. Оценка экономической эффективности применения ФДЭС постоянного тока в предлагаемой методике выполняется в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [112].

Так, для разграничения денежных потоков для реализации инвестиционного проекта обозначим основные термины. Инвестиционные затраты – затраты на собственно инвестиционной стадии проекта, связанные, в основном, со строительством/модернизацией электростанции (для простоты предположим, что они осуществлены, а электростанция построена «мгновенно»); объём производства – количество электроэнергии, произведённое энергокомплексом; постоянные затраты – затраты, не зависящие от объёмов производства, они обязательны даже при отсутствии выработки; переменные затраты – затраты, растущие при росте объёмов производства (материалы, комплектующие и т.д.) и снижающиеся при, прежде всего, экономии сырья (дизельное топливо).

На сегодняшний день показатель себестоимости электроэнергии, полученной с использованием только лишь ВИЭ, остается выше стоимости электроэнергии, приобретенной у централизованной энергетической системы. Попутно отметим, что при описании экономической части любого проекта понятие «себестоимость», в большинстве случаев, некорректно. Говорить о себестоимости имеет смысл только в привязке к конкретному объёму производства продукции (электроэнергии), так как в себестоимость включаются как переменные, так и постоянные издержки. В качестве итоговых финансовых показателей эффективности автор использует следующие величины: внутренняя норма доходности (ВНД), дисконтированный срок окупаемости (ДСО), чистая приведённая стоимость при данной ставке дисконтирования и на известном временном горизонте (ЧПС).

Основную долю инвестиционных затрат на ФДЭС постоянного тока малой мощности, безусловно, составляет стоимость самих генерирующих установок  $K_{уст.}$ . Сопутствующие (дополнительные) затраты  $K_{дон.}$ , связанные со строительством временных зданий и сооружений, содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль, проектно-изыскательские работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации, монтажными работами и др., приближенно определяют в процентном отношении от стоимости генерирующего оборудования.

Типовая структура общих инвестиционных затрат на ФДЭС на постоянном токе малой мощности приведена на Рисунке 46.

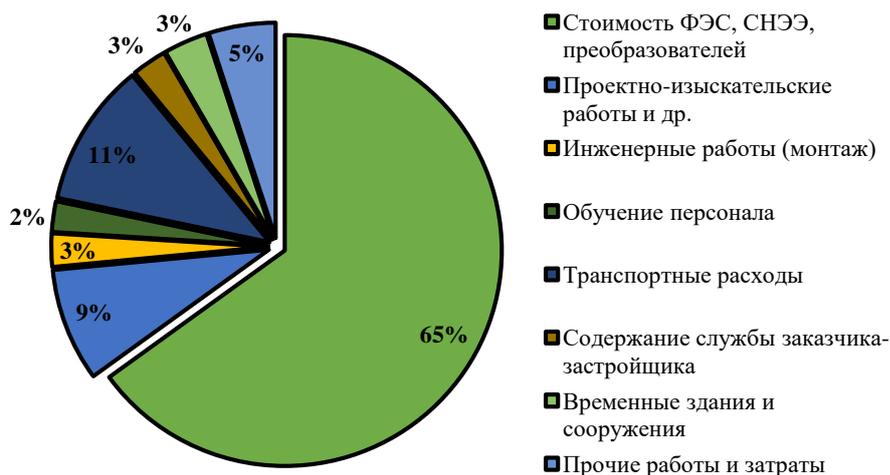


Рисунок 46 – Структура инвестиционных затрат на ФДЭС малой мощности

Так, первоначальные инвестиционные затраты в проект будут равны сумме затрат на оборудование установки и дополнительных, так как для ФЭС ввод в эксплуатацию составляет не более одного календарного года:

$$I_0 = K_{\text{уст.}} + K_{\text{дон.}} \quad (36)$$

Для выбора корректной ставки дисконтирования существует ряд методов. В данном случае автор воспользуется субъективной оценкой, основанной на понимании характера и величины рисков подобного проекта, которая в общем случае будет представлена формулой:

$$r_{\text{disc.}} = r_0 + r_{\text{in}}, \quad (37)$$

где  $r_{\text{disc.}}$  – ставка дисконтирования,  $r_0$  – безрисковая ставка доходности,  $r_{\text{in}}$  – суммарная ставка всех инвестиционных рисков. В качестве  $r_0$  рационально использовать ставку доходности по государственным ценным бумагам, ставку рефинансирования Центробанка России, ставки по депозитам крупнейших банков. В условиях современной России безрисковую ставку в руб. можно оценить, в среднем, в 10,5% [113] на срок погашения в 30 лет. Необходимо учесть инфляцию, которую также в условиях современной России можно оценить в величину 18,7% [114]. Из специфического риска данного проекта можно также учесть горизонт планирования: чем он дальше, тем риск выше. Соответственно, на отрезке времени в 25 лет ставка дисконтирования составит 30%.

Российское законодательство допускает несколько видов амортизации. Крайне нецелесообразно изменять тип амортизации в течение временного горизонта к различным единицам в одной группе активов. Большинство основных активов относятся к восьмой группе амортизации (фотоэлектрические модули и др.) со сроком службы около 25 лет. СНЭЭ относится к шестой группе, преобразователь и система управления относятся к третьей группе. Рационально использовать прямолинейный метод амортизации по следующему выражению:

$$\begin{cases} A_1 = \frac{I_0}{2 \cdot T_{\text{сл.}} - 1} \\ A_n = \frac{2 \cdot I_0}{2 \cdot T_{\text{сл.}} - 1} \end{cases}, \quad (38)$$

где  $A_1$  – амортизация в первый год эксплуатации комплекса,  $A_n$  – амортизация комплекса в последующие года,  $T_{\text{сл.}}$  – срок полезного использования для каждой единицы инвестиции в зависимости от группы.

Инвестор принимает инвестиционный проект только в том случае, если у проекта ЧПС больше или, по крайней мере, равен нулю. ЧПС, равный нулю, означает, что инвестор получает ту же норму прибыли, что и в случае других возможных альтернативных инвестиций и, следовательно, ЧПС, равный нулю, представляет собой границу для принятия решения. Данное

условие является определяющим в вопросе снижения стоимости 1 кВт·ч электроэнергии, а также в вопросе декарбонизации окружающей среды. Аналитическая зависимость ЧПС определена с помощью следующего выражения:

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^T \text{ДП}_t \cdot (1 + r_{\%})^{-t} = \sum_{t=1}^T (p_{\text{new},t} \cdot Q_t + S_t - E_t) \cdot (1 + \text{ВНД})^{-t} = 0, \quad (39)$$

где  $t$  – текущий год эксплуатации проекта;  $\text{ДП}_t$  – генерируемый денежный поток текущего года эксплуатации [тыс. руб.];  $r_{\%}$  – ставка дисконтирования;  $p_{\text{new},t}$  – новая цена электроэнергии для конкретного потребителя в году  $t$  [руб./кВт·ч];  $Q_t$  – количество энергии, генерируемой источниками [кВт·ч/год];  $S_t$  – выгоды от интеграции ФЭС (субсидия, сокращение затрат на топливо, сокращение потерь на передачу электроэнергии, продажа излишков электроэнергии в сеть, снижение вредных выбросов и др.) [руб.];  $E_t$  – проектные издержки в год  $t$  [руб.];  $\text{ВНД}$  – внутренняя норма доходности (англ. IRR – Internal Rate of Return);  $T$  – временной горизонт проекта [лет].

Оригинальностью методики является подход к рассмотрению ЧПС: формулу (39) нужно применять в обратном порядке – установить ЧПС проекта на нуль (это определение IRR), а затем найти снижение цены на электроэнергию. Эта цена представляет собой выгоду от интеграции ФЭС (снижение затрат на топливо, косвенных и прямых затрат). В данном случае продукцией ФДЭС является произведённая электроэнергия, выручка от реализации которой определяется с помощью выражения:

$$\text{ДП}_t = W_{\text{потр},t} \cdot C_{\text{кВтч}}, \quad (40)$$

где  $W_{\text{потр},t}$  – объём электроэнергии, отпущенной потребителю в конкретном периоде  $\text{ДП}_t$ ,  $C_{\text{кВтч}}$  – действующая цена на электроэнергию (тариф).

Основополагающим фактором методики является учёт факторов снижения объёмов электроэнергии, отпущенной потребителю. Так, необходимо учитывать фактор мощностной деградации фотоэлектрических модулей, значения которых представлены в Таблице 4. Необходимо учитывать ежегодную эскалацию цен на электроэнергию, дизельное топливо: по данным [115], а также основываясь на методологической базе [116], ежегодная эскалация цен на дизельное топливо представлена на Рисунке 47. Рост цен на электроэнергию по данным [117] составляет 6%.

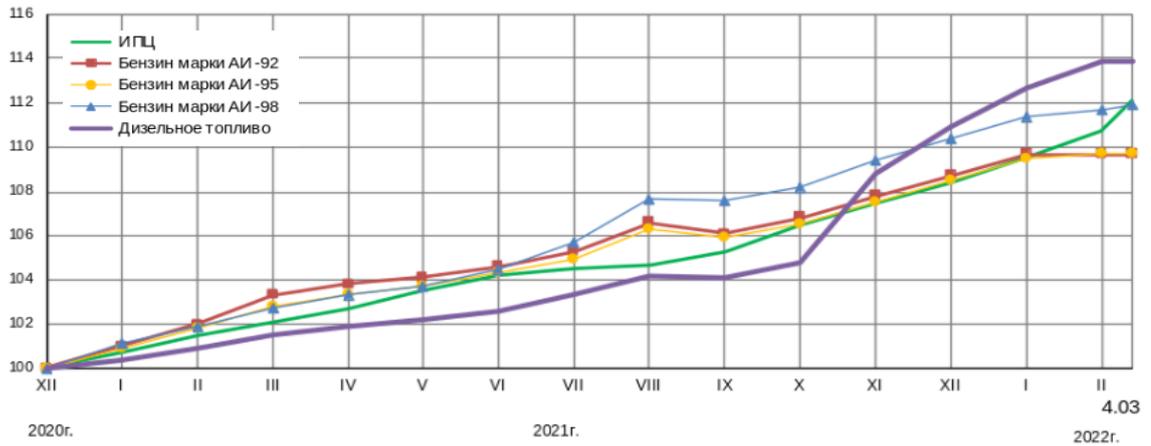


Рисунок 47 – Индексы потребительских цен по России на конец периода в % к декабрю 2020 г.

В ходе экономического анализа общее количество домохозяйств ежегодно не изменялось, но учитывалась годовые индексации цен в показателе  $E_t$  формула (39). Финальным этапом расчётов является вычисление ДСО капитальных вложений. Этот финансовый показатель определяется по графику визуально и позволяет установить период времени, в течение которого инвестор накапливает денежные средства для инвестирования равные по своей величине первоначальным капиталовложениям.

Воспользуемся предложенной методикой и применим её на конкретном примере для электроснабжения небольшого поселения, расположенного в населенном пункте Кимоваара (Республика Карелия).

Таблица 8. Результаты финансового анализа для системы на постоянном токе

Параметр	п. Кимоваара
Выработка электроэнергии объектом, кВт·ч/год	78 840
Временной горизонт проекта, лет	25
Ставка дисконтирования, %	30
Действующий тариф, руб./кВт·ч	50,7
Стоимость диз. топлива в регионе, руб./кг	55
Объём инвестиций в год, тыс.руб.	5 700
Эксплуатационные затраты в год, тыс. руб/год	2 930
ЧПС, тыс. руб.	143,308
ВНД, %	31
ДСО, лет	8,84
Величина сэкономленного топлива, т/год	13,8
Снижение вредных выбросов в атмосферу, т/год	0,58
Доля ФЭС, %	16
Средний КИУМ ФЭС за год, %	22

Численное моделирование зависимости (39) в пакете MS Excel показало снижение тарифа в варианте переменного тока с 50,7 до 45,7 руб./кВт·ч, тогда как система на постоянном токе достигла результата 42,3 руб./кВт·ч.

Показатели снижения тарифа на электроэнергию и уровня выбросов в атмосферу производных продуктов углеводородистого энергоносителя не могут рассматриваться в полном объеме без анализа чувствительности, особенно при возрастающих требованиях к финансовой ёмкости инвестиционных проектов. ФДЭС постоянного тока с централизованной СНЭЭ является не самыми дешёвым вариантом для автономных систем часто со стагнирующей инвестиционной средой, что предполагает взвешенные решения по выбору конфигурации системы. Анализ чувствительности проекта ФДЭС на постоянном токе представлен на Рисунке 48.

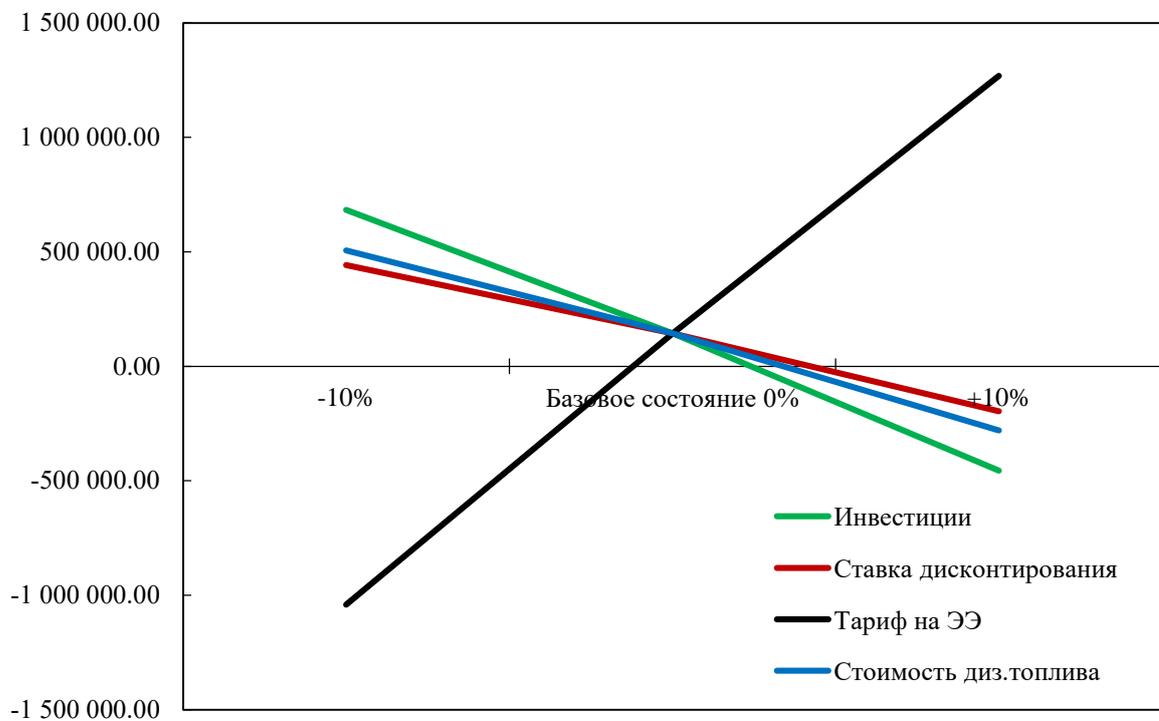


Рисунок 48 – Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности проекта позволяет оценить, как результирующие показатели реализации проекта, например ЧПС, изменяется для разных значений указанных переменных, необходимых для расчёта. Этот тип анализа позволяет нам идентифицировать наиболее важные переменные, которые могут оказать самое значительное влияние на осуществимость проекта. Алализ чувствительности особенно важен при планировании долгосрочного проекта. Так, вариация ставки дисконтирования, стоимости дизельного топлива и объёма инвестиций имеют общий вектор. Однако, проект практически не чувствителен к ставке дисконтирования и стоимости дизельного топлива, объясняя это тем фактом, что чем выше цена на топливо, тем

выше выгоды, которые потенциально может получить проект, ограничиваясь установленной мощностью ФЭС, либо площадью размещения станции. Другими словами, растущий прирост темпа роста цен на дизельное топливо даёт проекту «гибкость» для принятия решений по модернизации энергетического комплекса. Ставка дисконтирования считается упущенной выгодой для инвестора, а также ставкой за риск, таким образом в условиях современного экономического давления России, проект, действительно, считается нецелесообразным, если инвестиции принимаются как заёмные (кредит в банке).

Проект более чувствителен к объёму инвестиций и крайне чувствителен к действующему тарифу на электрическую энергию. Исходя из предложенного перечня оборудования, основываясь на Таблицах 3, 4, 5, наибольший вклад в обращение ЧПС в отрицательную сторону вносят аккумуляторы «лиферы»: при стоимости необходимого массива СНЭЭ в 2 100 000 руб. проект окупается через 32 года. Таким образом, эффективной технологией накопления электрической энергии с точки зрения технико-экономических показателей для ФДЭС на постоянном токе является панцирная технология СНЭЭ.

#### **4.4 Выводы по четвёртой главе**

1. Разработанная модель ФДЭС постоянного тока в ПО MATLAB/Simulink/Stateflow позволяет исследовать технико-экономические параметры электротехнического комплекса, ограниченные спецификацией на генерирующее оборудование, а также географическими и климатическими особенностями исследуемого объекта электроснабжения.

2. На основании технико-экономического анализа спроектированы энергоэффективные алгоритмы управления, отличающиеся интеллектуальным подходом к принятию решения. Сформированные алгоритмы основаны на обеспечении энергетического баланса ФДЭС в изменяющихся внешних условиях: электрических нагрузок, климатических и географических факторов. Предложенные алгоритмы обеспечивают оптимальный режим работы генерирующего и преобразовательного оборудования с точки зрения оптимальной загрузки ДГУ, максимального использования энергии ФЭС, поддержанием баланса энергии заряда/разряда СНЭЭ за сутки.

3. Разработана методика технико-экономического обоснования построения ФДЭС постоянного тока малой мощности (до 100 кВт включительно) для автономных систем

электроснабжения на базе ДГУ. Достоверность методики обеспечивается проведёнными численными экспериментами в настоящей главе.

4. Предложенная методика определения оптимальной ёмкости СНЭЭ позволяет производить более точный расчёт экономического эффекта и сроков окупаемости проекта от интеграции ВИЭ. Отличительной особенностью методики являются оригинальная имитационная модель электротехнического комплекса и алгоритм энергоэффективного управления рабочими режимами, разработанные автором. Расчёт экономических показателей ФДЭС постоянного тока разработан в доступном приложении MS Excel, который полностью совместим с энергетической моделью электротехнического комплекса в ПО MATLAB/Simulink. Совместимость программных сред позволяет проводить сравнительный анализ технико-экономических характеристик ФДЭС постоянного и переменного токов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в рамках которой предлагаются и обосновываются новые подходы и решения актуальной научно-технической задачи – повышения технико-экономических характеристик автономных фото-дизельных систем электроснабжения. В рамках исследования выполнен следующий объем работ:

- Проведен анализ современного состояния автономных систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии. Определено, что на современном этапе одним из наиболее актуальных трендов развития децентрализованных потребителей с невысоким (установленные мощности до 100 кВт) и крайне неравномерным уровнем электропотребления является концепция микросетевой топологии с интеграцией в дизельные системы электроснабжения энергоустановок возобновляемой энергетики.
- Обосновано, что эффективным способом технической модернизации и повышения экономических показателей автономных систем электроснабжения является увеличение вклада возобновляемых энергоисточников, прежде всего фото-электростанций, в общий энергетический баланс системы с действующими объектами дизельной генерации.
- Проанализированы подходы к решению оптимизационных задач в автономных системах электроснабжения, предложена и показана концепция построения фото-дизельных электротехнических комплексов с использованием топологии постоянного тока, что позволяет увеличить вклад фотоэлектрической генерации в энергетический баланс автономной системы электроснабжения до 50% по сравнению с аналогичной системой на переменном токе. Предложенная концепция обладает следующими преимуществами: эффективное использование энергетического потенциала возобновляемого энергоносителя, а также интеллектуальное взаимодействие между ДГУ и СНЭЭ, обеспечивающее оптимизацию их технико-экономических характеристик.
- Выделены и проанализированы локальные факторы, от которых зависят топологические конфигурации ФДЭС на постоянном токе для электроснабжения децентрализованных потребителей, в том числе такие как: месторасположение, особенности территории, широта местности, климатические условия, суточные и сезонные изменения инсоляции, температуры и др.

- Разработаны математические модели компонентов электротехнического комплекса, основанные на математических зависимостях, связывающих их входные параметры с выходными энергетическими характеристиками, отличающиеся использованием данных технической спецификации. В частности, модель ДГУ позволяет упростить получение внешне-скоростных и мощностных характеристик дизель-генератора в рассматриваемом диапазоне мощностей.

- Сформулированы алгоритмы обеспечения энергоэффективной работы фото-дизельной системы электроснабжения на постоянном токе, позволяющие в реальном времени оптимально управлять энергетическим балансом электротехнического комплекса. При настройке систем управления ФДЭС постоянного тока применялись интеллектуальные подходы к принятию решения, учитывающие внешние неконтролируемые прогнозные факторы.

- Проведена оценка энергетических характеристик автономных систем электроснабжения с применением системы накопления электрической энергии, основанных на общепринятых технических индикаторах: коэффициент использования установленной мощности, удельный расхода топлива на 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии, а также зависимостях заряда/разряда СНЭЭ от величин перетоков мощности.

- Разработана и реализована в ПО MATLAB/Simulink/Stateflow имитационная модель фото-дизельной системы электроснабжения с энергоэффективными алгоритмами управления, основанными на интеллектуальных подходах принятия решений. Модель отличается разделением на уровни контроля генерирующих установок АСЭС с традиционным топливным и возобновляемым энергоносителем с учётом временной выборки исследуемых процессов и технико-экономических характеристик используемого энергооборудования, а также массива внешних неконтролируемых воздействий на электротехнический комплекс.

- Предложена методика оценки технико-экономической эффективности применения фото-дизельной системы электроснабжения на постоянном токе, отличающаяся оригинальным подходом к рассмотрению ЧПС, где индикатор нужно применять в обратном порядке – установить ЧПС проекта на нуль, а затем найти снижение цены на электроэнергию. Эта цена представляет собой выгоду от интеграции ФЭС (снижение затрат на топливо, косвенных и прямых затрат). Так, численное моделирование в пакете MS Excel показало снижение тарифа в варианте переменного тока на 9,8%, тогда как система на постоянном токе достигла результата снижения на 16,6%.

- Доказано, что разработанные алгоритмы энергоэффективного управления в модели электротехнического комплекса ФДЭС постоянного тока в MATLAB/Simulink/Stateflow обеспечивают повышение эффективности автономной энергетической системы за счёт снижения

себестоимости вырабатываемой электрической энергии до 20% в сравнении с системой на переменном токе; экономия до 15% дизельного топлива в сравнении с системой на переменном токе; снижение вредных выбросов в атмосферу до 11 %.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Кобец, Б. Б., Волкова, И. О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. — М.: ИАЦ Энергия, 2010. — 208 с.
2. IEA. 2021 placed exceptional demands on electricity markets around the world [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>.
3. Губенко, А. Россия присоединилась к Парижскому соглашению по климату [Электронный ресурс] / А. Губенко // РБК. Новости. — 2019. — Режим доступа: <https://www.rbc.ru/politics/23/09/2019/5d88a9089a79475f76930863>.
4. Проект "+1". Канада не сумела достичь собственных целей по сокращению выбросов [Электронный ресурс] / Проект "+1" // ТАСС. — 2018. — Режим доступа: <https://tass.ru/plus-one/5185526>.
5. Студнев, Д. Канада и Германия будут вместе работать над реализацией Парижского соглашения по климату [Электронный ресурс] / Д. Студнев // ТАСС. — 2017. — Режим доступа: <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/4318756>.
6. ИА REGNUM. Канада присоединилась к Парижскому соглашению по климату [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://regnum.ru/news/polit/2189125.html>.
7. Булатов, И. Китай ратифицировал Парижское соглашение по климату [Электронный ресурс] / И. Булатов // РИА НОВОСТИ. — 2016. — Режим доступа: <https://ria.ru/20160903/1475986601.html>.
8. Lin, R., Liu, Y., Man, Y. et al. Towards a sustainable distributed energy system in China: decision-making for strategies and policy implications // Energy, Sustainability and Society. — 2019. — vol. 9. — № 51.
9. Wirth, H. Recent Facts about Photovoltaics in Germany [Электронный ресурс] / H. Wirth // Fraunhofer ISE. — 2021. — Режим доступа: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html#expand-all>.
10. Opiyo, N.N. A comparison of DC- versus AC-based minigrids for cost-effective electrification of rural developing communities // Energy Reports Journal. — 2019. - vol. 5. — p. 398–408.
11. Opiyo, N.N. Droop control methods for PV-based minigrids with different line resistances and impedances // Sustainable Energy, Grids and Networks. — 2018. — vol. 9. — №6. — p. 101–112.

12. Евразийская экономическая комиссия. Технический регламент «О требованиях к энергетической эффективности энергопотребляющих устройств» вступит в силу 1 сентября 2022 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.eurasiancommission.org/ru/nae/news/Pages/01-02-2021-02.aspx>.

13. Fairley, P. DC versus AC: the second war of currents has already begun [in my view] // IEEE Power and Energy Magazine. – 2012. – vol. 10. – №6. – p. 102–104.

14. Vallve, X., Serrasolses, J. Design and operation of a 50 kWp PV rural electrification project for remote sites in Spain // Solar Energy Journal. – 1997. – vol. 59. – p. 111–119.

15. Энергетическая стратегия российской федерации на период до 2035 года: офиц. текст. – М. : Министерство энергетики РФ, 2020. – 93 с.

16. Драчёв, В. Три солнечные электростанции общей мощностью 45 МВт запустили в Бурятии [Электронный ресурс] / В. Драчёв // ТАСС. – 2019. – Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/7056227>.

17. Баринов, И. Первые солнечные электростанции запустили в Чите [Электронный ресурс] / И. Баринов // ТАСС. – 2019. – Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/7065192>.

18. Жабин, Н. Ветроэлектростанция в Тикси продемонстрировала эффективную работу в условиях арктической зимы [Электронный ресурс] / Н. Жабин // Neftegaz.RU. – 2019. – Режим доступа: <https://neftgaz.ru/news/Alternative-energy/193974-vetroelektrostantsiya-v-tiksi-prodemonstrovala-effektivnuyu-rabotu-v-usloviyakh-arkticheskoy-zimy/>.

19. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.

20. Nuutinen, P., Kaipia, T., Karppanen, J., Mattsson, A., Lana, A., Pinomaa, A., Peltoniemi, P., Partanen, J., Luukkanen, M., Hakala, T. LVDC rules – technical specifications for public LVDC distribution network // CIRED – Open Access Proceedings Journal. – 2017. – p. 293–296.

21. Kaipia, T., Sebellin, P., Mahendru, V., Hirose, K., De Kesel, W., Luber, G., Pelta, R., Goswami, D. Survey of market prospects and standardisation development needs of LVDC technology // CIRED – Open Access Proceedings Journal. – 2017. – p. 454–458.

22. Kaipia, T., et al. LVDC RULES — Towards industrial-scale application of low-voltage direct current in public power distribution // CIRED Workshop 2016. – 2016. – p. 1–4.

23. Nuutinen, P. et al. Research Site for Low-Voltage Direct Current Distribution in a Utility Network—Structure, Functions, and Operation // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2014. – vol. 5. – no. 5. – p. 2574–2582.

24. Karppanen, J., Kaipia, T., Nuutinen, P., Lana, A., Peltoniemi, P., Pinomaa, A., Mattsson, A., Partanen, J., Jintae Cho, Jaehan, Kim. Effect of Voltage Level Selection on Earthing and Protection of LVDC Distribution Systems // IET Conference Proceedings. – 2015. – p. 084.
25. Lana, A., et al. On Low-Voltage DC Network Customer-End Inverter Energy Efficiency // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2014. – vol. 5. – no. 6. – p. 2709–2717.
26. Kaipia, T., Karppanen, J., Mattsson, A., Lana, A., Nuutinen, P., Peltoniemi, P., Salonen, P., Partanen, J., Lohjala, J., Wookyu Chae, Juyong, Kim. A System Engineering Approach to Low Voltage DC Distribution // IET Conference Proceedings. – 2013. – p. 1292–1292.
27. Mattsson, A., et al. Galvanic Isolation and Output LC Filter Design for the Low-Voltage DC Customer-End Inverter // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2014. – vol. 5. – no. 5. – p. 2593–2601.
28. Nuutinen, P., et al. Power electronic losses of a customer-end inverter in low-voltage direct current distribution. // 16th European Conference on Power Electronics and Applications. – 2014. – p. 1–10.
29. ООО «Pluspower» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pluspower.net/>
30. ООО «СПТ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.systemct.ru/>
31. Hallems, L., Govaerts, G., Ravyts, S., Alam, M.M., Tichelen, P.V., Driesen, J. A Comparison of Fault Behaviour of Bipolar vs. Unipolar LVDC Grids // 2021 IEEE Fourth International Conference on DC Microgrids (ICDCM). – 2021. – p. 1 – 6.
32. Park, Y.-J., Park, J.-M., Jung, W.-S., Park, T.-H., Won, C.-Y. The Bi-Directional Current-Fed Converter with Coupled-Inductor for ESS Application in LVDC // 2018 21st International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). – 2018. – p. 2306–2310.
33. Lee, J.-Y., Cho, Y., Kim, H.-S., Cho, J.-T., Kim, J.-Y. A Study on the Bipolar DC-DC Converter of SST for LVDC Distribution // 2019 10th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE 2019 - ECCE Asia). – 2019. – p. 2388–2394.
34. ГОСТ 30331.1–2013 Электроустановки низковольтные. Часть 1. Основные положения, оценка общих характеристик, термины и определения. – М.: Всероссийский научно-исследовательский институт стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ), 2013. – 52 с.
35. Sopian, K., Zaharim, A., AH, Y., Nopian, Z.M., Razak, J., Muhammad, N.S. Optimal Operational Strategy for Hybrid Renewable Energy System Using Genetic Algorithms // WSEAS Transactions on Mathematics. – 2008. – no. 21. – p. 130–140.
36. Onar, O.C., Uzunoglu, M., Alam, M.S. Dynamic modeling, design and simulation of a wind/fuel cell/ultra-capacitor-based hybrid power generation system // Journal of Power Sources. – 2006. – no. 161. – p.707–722.

37. Manwell, J.F., McGowan, J.G, Rogers, A.L. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application // Publisher. John Wiley & Sons, Ltd. 2002, – 590 p.
38. Lin, C.-T, Lee, G.C.S. Neural-network-based fuzzy logic control and decision system // IEEE Transaction on Computers. – 1991. – vol. 40. – no. 12. – p. 1320–1336.
39. Лукутин, Б.В., Обухов, С.Г., Озга, А.И. Выбор параметров цифрового регулятора частоты автономной микрогидроэлектроснабжения // Гидротехническое строительство. – 1992. – №9. – С. 40–43.
40. Лукутин, Б.В., Обухов, С.Г. Выбор способа регулирования микрогидроэлектростанций с автобалластной нагрузкой // Гидротехническое строительство. – 1990. – №7. – С. 33–35.
41. Mitchell, M., Forrest, S., & Holland, J.H. (1991). The royal road for genetic algorithms: Fitness landscapes and GA performance.
42. Das, B.K, Al-Abdeli, Y.M, Kothapalli, G. Optimization of standalone hybrid energy systems supplemented by combustion-based prime movers // Applied Energy. – 2017. – vol. 196. – p. 18–33.
43. Li, B., Roche, R., Damien, Paire D., et al. Sizing of a standalone microgrid considering electric power, cooling/heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation // Applied Energy. – 2017. – vol. 205. – p. 1244–1259.
44. Cristóbal-Monreal, I.R, Dufó-López, R. Optimization of photovoltaic–diesel–battery standalone systems minimizing system weight // Energy Convers. Manage. – 2016. – vol. 119. – p. 279–288.
45. Kennedy, J., Eberhart, R. Particle Swarm Optimization // Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks (1995). – p. 1942–1948.
46. Khalilzadeh, M., Fereydoon, K., Ali, S.C., Shahram, S., Mohammad, R. A Modified PSO Algorithm for Minimizing the Total Costs of Resources in MRCPSP // Mathematical Problems in Engineering. – 2012. – p.1–18.
47. Hassan, A., Saadawi, M., Kandil, M., Saeed, M. Modified particle swarm optimisation technique for optimal design of small renewable energy system supplying a specific load at Mansoura University // IET Renewable Power Generation. – vol. 9. – p. 474–483.
48. Renuka, T.K., Reji, P., Sreedharan, S. An enhanced particle swarm optimization algorithm for improving the renewable energy penetration and small signal stability in power system // Renewables 5. – 2018. – vol. 6.
49. Kim, W., Shin, J., Kim, S., et al. Operation scheduling for an energy storage system considering reliability and aging // Energy. – 2017. – vol. 141. – p. 389–397.
50. Cicilio, P., Orosz, M., Mueller, A., et al. Ugrid: reliable minigrid design and planning toolset for rural electrification // IEEE Access. – 2019. – vol. 7. – p. 163988–163999.

51. Zhao, B., Zhang, X., Li, P., et al. Optimal sizing, operating strategy and operational experience of a standalone microgrid on Dongfushan Island // *Applied Energy*. – 2014. – vol. 113. – p. 1656–1666.
52. Minna, R. Design Optimization of a Hybrid, Small, Decentralized Power Plant for Remote/Rural Areas / Anil K. Kulkarni, Ranjeva Minna // *Energy Procedia*. – 2012. – vol. 20. – p. 258–270.
53. Dufo-López, R. Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage / Ismael Aso, José L. Bernal-Agustín, José A. Domínguez-Navarro, Juan Lujano, Ignacio J. Ramírez-Rosado, Dufo-López Rodolfo, José M. Yusta-Loyo // *Applied Energy*. – 2011. – vol. 88. – p. 4033–4041.
54. Официальный сайт HOMER Software [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.homerenergy.com/>
55. Официальный сайт PV\*Sol Premium [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>
56. Официальный сайт PVSyst [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pvsyst.com/>
57. Официальный сайт MathWorks [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>
58. Официальный сайт ООО «Компания Дизель» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.comd.ru/catalog/dizelnye-elektrostancii-tsena-des/professional/dgu-dizel-generator-yamz/dizelnaya-elektrostanciya-100-kvt-ad-100-t400-yamz-238m2/>
59. Grama, A., Petreus, D., Etz, R., Patarau, T. Fuel consumption reduction of a diesel-electric power generator // 2015 38th International Spring Seminar on Electronics Technology (ISSE). – 2015. – p. 381–384.
60. Changjie, Yin., Hongwei, Wu, Fabrice, L., Manuela, S. Energy management of DC microgrid based on photovoltaic combined with diesel generator and supercapacitor // *Energy Conversion and Management*. – 2017. – vol. 132. – p. 14–27.
61. Konar, G., Singh, A.K., Chakraborty, N. Modeling and simulation of standalone micro hydro — Diesel hybrid power plant for Indian hilly region // IET Chennai Fourth International Conference on Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON 2013). – 2013. – p. 159–166.
62. Wies, R.W., Johnson, R.A., Agrawal, A.N., Chubb, T.J. Simulink model for economic analysis and environmental impacts of a PV with diesel-battery system for remote villages // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2005. – vol. 20. – no. 2. – p. 692–700.
63. Сидоров, В.Н., Царёв, О.А., Голубина, С.А. Расчет внешней скоростной характеристики двигателя внутреннего сгорания // *Современные проблемы науки и образования*. – 2015. – № 1-1.

64. Обухов, С.Г., Плотников, И.А. Экспериментальные исследования дизель-генераторной установки на переменной частоте вращения // Известия ТПУ. – 2015. – №6.

65. Дураев, Н.Н., Обухов С.Г., Плотников, И.А. Имитационная модель дизельного двигателя для исследования его рабочих характеристик на переменной частоте вращения // Известия ТПУ. – 2013. – №4.

66. Алексеев, В.П. Двигатели внутреннего сгорания: Устройство и работа поршневых и комбинированных двигателей: учебник / В.П. Алексеев, В.Ф. Воронин, Л.В. Грехов и др. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1990. – 288 с.: ил.

67. ГОСТ Р 55006–2012 Стационарные дизельные и газопоршневые электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические условия. – М.: ОАО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (ОАО НИИЭС) совместно с ЗАО «Федеральный учебный межвузовский научно-производственный центр» (ЗАО «ФУМНПЦ»), 2012. – 24 с.

68. ГОСТ 33105–2014 Установки электрогенераторные с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования. – М.: Всероссийский научно-исследовательский институт стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ), 2014. – 19 с.

69. ГОСТ 23377 – 84 Электроагрегаты и передвижные электростанции с двигателями внутреннего сгорания. Общие технические требования. – М.: Министерство электротехнической промышленности СССР, 1984. – 24 с.

70. ГОСТ Р 56163–2019 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Метод расчёта выбросов загрязняющих веществ стационарными ДГУ. – М.: Акционерное общество «Научно-исследовательский институт охраны атмосферного воздуха» (АО «НИИ Атмосфера»), 2019. – 12 с.

71. Удалов, С.Н. Солнечные электростанции. Конструкции, принципы, режимы работы: монография / С.Н. Удалов. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2008. – 113 с.

72. СОЛНЕЧНАЯ ПАНЕЛЬ TSM-200-24M [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://solarelectro.ru/products/solnechnaya-panel-trunsun-tsm-200->

73. Обухов, С.Г., Плотников, И.А. Имитационная модель режимов работы автономной фотоэлектрической станции с учетом реальных условий эксплуатации // Известия ТПУ. – 2017. – №6.

74. Obukhov, S.G., Plotnikov, I.A., Kryuchkova, M. Simulation of Electrical Characteristics of a Solar Panel // IOP Conference Series Materials Science and Engineering. – 2016. – vol. 132.

75. Солнечная энергетика / В.И., Виссарионов Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин / под ред. В.И. Виссарионова. 2-е изд., стер. – М.: ИД МЭИ, 2011. – 276 с.

76. Климатические данные для возобновляемой энергетики России (база климатических данных) / О.С. Попель, С.Е. Фрид, С.В. Киселева, Ю.Г. Коломиец, Н.В. Лисицкая. – М.: Изд-во МФТИ, 2009. – 56 с.
77. Liu, B.Y.H., Jordan, R.C. Daily insolation on surfaces tilted towards the equator // *ASHRAE Journal*. – 1961. – vol. 3. – p. 53–59.
78. The NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://asdc.larc.nasa.gov/project/SSE>.
79. Duffie, J.A., Beckman, W.A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. fourth edition. – Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. – 2013. – 910 p.
80. World Radiation Data Centre [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://wrdc.mgo.rssi.ru/>
81. Научно-прикладной справочник по климату СССР. Серия 3. Многолетние данные. Части 1-6. Выпуск 22: Иркутская область и западная часть Бурятской АССР / Комитет по гидрометеорологии при Кабинете министров СССР. Ленинград: Гидрометеиздат, 1991. – 304 с.
82. Shepard, C.M. Design of Primary and Secondary Cells: II. An Equation Describing Battery Discharge // *Journal of Electrochemical Society*. – 1965. – vol. 112. – p. 657–664.
83. Лещинская, Т.Б., Наумов, И.В. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства. Москва: БИБИКОМ–Транслог, 2015. 455 с.
84. Будзко, И.А., Лещинская, Т.Б., Сукманов, В.И. Электроснабжение сельского хозяйства. Москва: КолосС, 2000. – 536 с.
85. Kumar, J., Agarwal, A., Agarwal, V. A review on overall control of DC microgrids // *J. Energy Storage*. – 2019. – vol. 21. – p. 113–138.
86. Xiao, J., Wang, P., Setyawan, L. Multilevel energy management system for hybridization of energy storages in DC microgrids // *IEEE Transactions Smart Grid*. – 2016. – 7. – p. 847–856.
87. Vidal-Clos, J.-A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., Vinyals-Canal, G., Chillón-Antón, C., Prieto-Araujo, E., Gomis-Bellmunt, O., Galceran-Arellano, S. Optimal operation of isolated microgrids considering frequency constraints // *Applied Science*. – 2019. – vol. 9.
88. Heredero-Peris, D., Chillón-Antón, C., Pagès-Giménez, M., Montesinos-Miracle, D., Santamaría, M., Rivas, D., Aguado, M. An Enhancing Fault Current Limitation Hybrid Droop/V-f Control for Grid-Tied Four-Wire Inverters in AC Microgrids // *Applied Sciences*. – 2018. – vol. 8.
89. Zhang, B., Dou, C.-X., Yue, D., Zhang, Z.-Q. Ma, K. Distributed Control Strategy of Microgrid Based on the Concept of Cyber Physical System // *Electric Power Components and Systems*. – 2019. – vol. 47. – p. 55–76.

90. Khawaja, Y., Allahham, A., Giaouris D., Patsios, C. Walker, S., Qiqieh, I. An integrated framework for sizing and energy management of hybrid energy systems using finite automata // *Applied Energy*. – 2019. – vol. 250. – p. 257–272.
91. Hooshmand, A., Asghari, B., Sharma, R.K. Experimental Demonstration of a Tiered Power Management System for Economic Operation of Grid-Tied Microgrids // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. – 2014. – vol. 5. – no. 4. – p. 1319–1327.
92. Bukar, A.L., Tan, C.W., Yiew, L.K., Ayop, R., Tan, W.-S. A rule-based energy management scheme for long-term optimal capacity planning of grid-independent microgrid optimized by multi-objective grasshopper optimization algorithm // *Energy Conversion and Management*. – 2020. – vol. 221.
93. Habib, M., Ladjici, A.A. Frequency control in off-grid hybrid diesel/PV/Battery power system // *In Proceedings of the 4th International Conference on Electrical Engineering, Boumerdes, Algeria, 13–15 December 2015*.
94. Lim, H., Zhai, Z.J. Review on stochastic modeling methods for building stock energy prediction. *Build. Simul.* – 2017. – vol. 10. – p.607–624.
95. Антонов, Б.М., Баранов, М.М., Крюков, К.В., Розанов, Ю.К. Управление гибридным энергокомплексом на основе возобновляемых источников энергии разных видов // *Электричество*. 2018. № 7. С. 19–25.
96. Тюхов, И.И., Беренгартен, М.Г., Вариводов, В.Н., Симакин, В.В. Особенности формирования интеллектуальных сетей гибридных комплексов энергоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии // *Возобновляемая энергетика: Проблемы и перспективы: II Междунар. конф. Махачкала, 2010*. С. 238–245.
97. Rezk, H., Al-Dhaifallah, M., Hassan, Y.B., et al. Optimization and Energy Management of Hybrid Photovoltaic-Diesel-Battery System to Pump and Desalinate Water at Isolated Regions // *IEEE Access*. – 2020. – vol. 8. – p. 102512–102529.
98. MathWorks. Stateflow. Model and simulate decision logic using state machines and flow charts [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mathworks.com/products/stateflow.html>
99. Drave, I., Hillemacher, S., Greifenberg, T., et al. SMArDT modeling for automotive software testing // *Software Practice Expertise*. – 2019. – vol. 49. – p. 301–328.
100. Обухов, С.Г. Повышение эффективности комбинированных автономных систем электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии: дис. ... д-ра тех. наук: 05.14.02 / Обухова Сергея Геннадьевича. – Т., 2013. – 392 с.
101. Дизельный генератор AKSA APD-33A [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.allgen.ru/aksa/352>

102. Дизельный генератор AKSA APD-33A [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.brizmotors.ru/equipment/aksa/apd\\_33a/](https://www.brizmotors.ru/equipment/aksa/apd_33a/)
103. Alsharif, M.H. Techno-Economic Evaluation of a Stand-Alone Power System Based on Solar Power/Batteries for Global System for Mobile Communications Base Stations // *Energies*. – 2017. – vol. 10.
104. Auer, G. Blume, O. Earth project d2. 3-energy efficiency analysis of the reference systems, areas of improvements and target breakdown // *EARTH FP7*. – 2011. vol. 3. – p. 66–78.
105. Aderemi, B.A., Chowdhury, S.D., Olwal, T.O., Abu-Mahfouz, A.M. Solar PV powered mobile cellular base station: Models and use cases in South Africa // In Proceedings of the 2017 IEEE AFRICON, Cape Town, South Africa, 18–20 September 2017. – p. 1125–1130.
106. Дизельная электростанция АД-30 (Perkins) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.comd.ru/catalog/dizelnye-elektrostancii-tsena-des/premium/dgu-dizel-generatory-perkins/dizelnaya-elektrostanciya-30-kvt-ad-30-t400-perkins/>
107. Huggins, R. Energy Storage. Fundamentals, Materials and Applications / R. Huggins. – Springer International Publishing Switzerland, 2016. – 509 p.
108. Официальный сайт ООО «Hevel» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.hevelsolar.com/>
109. Официальный сайт ООО «Сила» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sila-solarpanel.ru/contacts>
110. MathWorks. intlinprog [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/intlinprog.html>
111. Официальный сайт RETScreen [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>
112. Zweifel, P., Praktiknjo, A., Erdmann, G. Energy Economics. Theory and Applications / P. Zweifel. – Springer International Publishing AG, Berlin, 2017. – 324 p.
113. Банк России. Значения кривой бескупонной доходности государственных облигаций (% годовых) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.cbr.ru/hd\\_base/zcyc\\_params/](https://www.cbr.ru/hd_base/zcyc_params/)
114. ЦБ дал прогноз инфляции в России на уровне 18-23% [Электронный ресурс] // ВЕДОМОСТИ. – 2022. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/finance/news/2022/04/29/920471-tsb-prognoziruet-godovuyu-inflyatsiyu-v-rossii-na-urovne-18-23-v-2022-godu>
115. О потребительских ценах на нефтепродукты с 26 февраля по 4 марта 2022 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/39\\_09-03-2022.html](https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/39_09-03-2022.html)

116. Экономика энергетики : учеб. пособие для вузов / Н.Д. Роголёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др. ; под ред. Н.Д. Роголёва. – М. : Издательство МЭИ, 2005. — 288 с.

117. Смертина, П., Дятел, Т. Бизнес просит энергичных мер [Электронный ресурс] / П. Смертина, Т. Дятел // Коммерсантъ. – 2022. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/5252506>