

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Глуханич Дмитрий Юрьевич



АВТОНОМНЫЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
С ФОТО- И ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКАМИ ДЛЯ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПУНКТА ТЕЛЕМЕХАНИКИ НЕФТЕПРОВОДА

Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
кандидат технических наук, доцент
Бельский А.А.

Санкт-Петербург – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПУНКТОВ ТЕЛЕМЕХАНИКИ НЕФТЕПРОВОДОВ	9
1.1 Современное состояние нефтепроводного транспорта	9
1.2 Обеспечение безопасной эксплуатации нефтепроводов средствами телемеханики.....	13
1.3 Электрическая нагрузка пункта телемеханики нефтепровода	17
1.4 Электроснабжения пунктов телемеханики нефтепровода	20
1.5 Автономные источники питания с возобновляемыми и альтернативными источниками энергии	22
1.6 Текущий уровень развития термоэлектрических модулей	27
1.7 Текущий уровень развития фотоэлектрических панелей.....	31
1.8 Обоснование схемы автономного электротехнического комплекса для электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода.....	35
1.9 Методы выбора номинальных параметров источников и накопителей электроэнергии в автономных ЭТК на основе ВИЭ и АИЭ	39
1.10 Выводы по Главе 1	43
ГЛАВА 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ФОТО- И ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКАМИ И АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕЕЙ ...	45
2.1 Тепловая математическая модель размещенной на стенке нефтепровода термоэлектрической установки с естественным воздушным охлаждением	45
2.2 Электрическая математическая модель термоэлектрической установки.....	53
2.3 Влияние расположения ПТМ нефтепровода на работу ТЭУ.....	55
2.4 Определение суммарной энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности	56
2.5 Обоснование необходимости разработки методики определения коэффициента диффузного пропускания	60
2.6 Влияние на суммарную энергетическую освещенность солнечным излучением угла наклона фотоэлектрических панелей.....	68
2.7 Математическая модель фотоэлектрической установки.....	69
2.8 Математическая модель аккумуляторной батареи	69
2.9 Имитационное моделирование работы автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.....	71
2.10 Разработка имитационного лабораторного стенда рассматриваемого электротехнического комплекса	74

2.11 Оценка пригодности разработанной имитационной математической модели электротехнического комплекса.....	78
2.12 Выводы по Главе 2	82
ГЛАВА 3 ВЫБОР НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ФОТО- И ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКАМИ.....	83
3.1 Исследование номинальных параметров термоэлектрических модулей	83
3.2 Исследование параметров односторонних фотоэлектрических панелей	90
3.3 Исследование параметров аккумуляторных батарей	96
3.4 Обоснование параметрической достаточности автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.....	101
3.5 Методика выбора номинальных параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ	104
3.6 Выводы по Главе 3	106
ГЛАВА 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА	107
4.1 Техническая реализация автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.....	107
4.1.1 Автономный пункт сбора данных для системы обнаружения утечек жидких углеводородов.....	107
4.1.2 Комплекс автономного электроснабжения пункта сбора данных системы обнаружения утечек жидких углеводородов	109
4.2 Влияние термоэлектрической установки на время безопасной остановки нефтепровода ...	112
4.3 Оптимизация состава автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.....	117
4.4 Оценка экономической эффективности внедрения автономного ЭТК.....	122
4.5 Выводы по Главе 4	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	127
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	130
ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт о внедрении результатов кандидатской диссертации	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патент на изобретение	151
ПРИЛОЖЕНИЕ В Патент на изобретение	152
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	153

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

При эксплуатации нефтепроводов происходят аварии с разливами нефти и нефтепродуктов. В период с 2016 по 2020 годы по данным центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса России было зафиксировано 45 тысяч случаев порывов промысловых нефтепроводов. Аварии с разливами нефти на нефтепроводах представляют собой серьезную угрозу для окружающей среды, а также наносят значительный экономический ущерб нефтяным компаниям.

Для предупреждения и предотвращения аварий на нефтепроводах среди прочих мероприятий применяется система линейной телемеханики, нижним уровнем которой являются пункты телемеханики (ПТМ), размещаемые на нефтепроводе и представляющие собой объекты контролируемые или управляемые средствами телемеханики. В общем случае расстояние между ПТМ составляет от 5 до 40 км.

Традиционно обеспечение электроэнергией ПТМ нефтепроводов осуществляется от линий электропередачи (ЛЭП), располагаемых вдоль трассы трубопровода. Однако строительство ЛЭП на изолированных и труднодоступных территориях затруднительно, а финансовые затраты могут составлять до 20% всех капитальных затрат на строительство нефтепровода.

При отсутствии централизованного электроснабжения применяются автономные источники питания (АИП). Однако применение АИП на основе невозобновляемых источников энергии на труднодоступных территориях ограничивается необходимостью в обеспечении источника питания топливом, а также в техническом обслуживании и ремонте. Применение АИП на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) ограничивается высокой стоимостью производства и нестабильностью в выработке электроэнергии, а также недостаточностью потенциала ВИЭ на территориях, где располагается большое число нефтепроводов в России.

Данные факты указывают на наличие научно-технической задачи по обеспечению автономным электроснабжением ПТМ нефтепроводов в условиях ограниченной доступности возобновляемых источников энергии.

Необходимость решения вышеуказанной задачи подтверждает актуальность диссертационной работы.

Степень разработанности темы исследования

Проблемами автономного электроснабжения нефтегазовых объектов, в том числе ПТМ нефтепроводов, занимались многие ученые, среди которых: Б.Н. Абрамович, А.А. Бельский, В.А. Моренов, В.В. Бессель, В.А. Карасевич. В то же время вопросами применения автономных электротехнических комплексов (ЭТК) с ВИЭ, в том числе с фотоэлектрической установкой

(ФЭУ), занимались такие ученые как: К.В. Суслов, Б.В. Лукутин, С.Г. Обухов, В.А. Тремясов, В.В. Елистратов, К.В. Кенден, М. Бартолини, Т. Хатиб и многие другие. Среди ученых, которые занимались вопросами альтернативных источников энергии (АИЭ), в частности основанных на термоэлектрическом эффекте, можно выделить М.А. Каганова, Ю.Г. Манасяна, Л.Е. Белла.

Однако, несмотря на значительный объем научных работ в данных областях, остались вопросы, требующие дальнейшей проработки: известные АИП обладают недостатками, затрудняющими или делающими невозможным их применение в регионах со сложными природно-климатическими условиями и недостаточном потенциале ВИЭ. Также остались не проработаны в достаточной степени методики определения состава ЭТК с размещенной на внешней стенке трубопровода электрогенерирующей термоэлектрической установкой (ТЭУ) с естественным воздушным охлаждением.

Объект исследования – автономный электротехнический комплекс, включающий фотоэлектрическую и термоэлектрическую установки, а также аккумуляторную батарею для электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода.

Предмет исследования – структурная и параметрическая достаточность автономного электротехнического комплекса и его оптимизация.

Цель работы – разработка автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической и термоэлектрической установками, а также аккумуляторной батареей для электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода в условиях ограниченной доступности возобновляемых источников энергии.

Идея заключается в электроснабжении пункта телемеханики нефтепровода с применением комбинации электрогенерирующих установок, работающих от возобновляемого (солнечная энергия) и альтернативного (попутная тепловая энергия) источников энергии.

Поставленная в диссертационной работе цель достигается посредством решения нижеуказанных **задач**:

1. Выполнить анализ современного состояния проблемы обеспечения электроэнергией ПТМ нефтепроводов при отсутствии централизованного электроснабжения. Выполнить анализ АИП для электроснабжения ПТМ. Обосновать необходимость внедрения автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и аккумуляторной батареей (АБ) для электроснабжения ПТМ.

2. Определить математические зависимости, позволяющие выполнить расчет выходных параметров размещенной на внешней стенке трубопровода электрогенерирующей ТЭУ с естественным воздушным охлаждением, с учетом удаленности и климатических условий размещения ЭТК, конструктивных характеристик трубопровода и физико-химических свойств транспортируемой нефти.

3. Определить суммарную часовую энергетическую освещенность солнечным излучением наклонной поверхности для определения выходных параметров ФЭУ.

4. Разработать имитационную математическую модель автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.

5. Разработать имитационный лабораторный стенд для оценки пригодности разработанной имитационной математической модели.

6. Обосновать параметрическую достаточность ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Разработать методику выбора номинальных параметров рассматриваемого автономного ЭТК.

7. Оценить влияние ТЭУ на нефтепровод после остановки транспортировки нефти.

8. Определить оптимальный состав автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Выполнить экономическое обоснование внедрения рассматриваемого комплекса.

Научная новизна работы:

1. Определена полиномиальная зависимость коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба для определения рассеянной диффузной составляющей энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности.

2. Обоснована возможность использования автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для бесперебойного электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода за счет установленных соотношений номинальных мощностей источников питания, учитывающих емкость АБ.

3. Установлена зависимость времени безопасной остановки нефтепровода от мощности ТЭУ в режиме электронагревателя с учетом остаточной емкости АБ после остановки транспортировки нефти.

Содержание диссертации **соответствует паспорту научной** специальности

2.4.2. Электротехнические комплексы и системы по пунктам:

п. 1. Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, анализ системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая электромеханические, электромагнитные преобразователи энергии и электрические аппараты, системы электропривода, электроснабжения и электрооборудования.

п. 3. Разработка, структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления.

Теоретическая и практическая значимость работы:

Разработанный имитационный лабораторный стенд может применяться в программах высшего образования по направлению электроэнергетики и электротехника для изучения работы ЭТК с ФЭУ и/или ТЭУ, и/или АБ.

Результаты работы могут применяться в качестве методических рекомендаций по выбору параметров ЭТК с ФЭУ и/или ТЭУ, а также АБ при проведении технико-экономического обоснования внедрения систем автономного электроснабжения для ПТМ нефтепровода.

Результаты диссертации внедрены в образовательную деятельность ООО «Академия КЭТ» в виде: методики определения суммарной часовой энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности в условиях отсутствия эмпирически установленной регрессионной зависимости коэффициента диффузного пропускания; рекомендаций и методики выбора номинальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ при технико-экономическом обосновании внедрения систем автономного электроснабжения для ПТМ. Акт внедрения результатов диссертации в ООО «Академия КЭТ» утвержден генеральным директором В.В. Никитиным 18.04.2024 г. (Приложение А).

Методология и методы исследования. В исследовании применялись методы статистического анализа. Для теоретического изучения предметной области применялось численное моделирование. Разработка математических моделей, анализ и обработка данных осуществлялась с использованием языка программирования *Python*. Оценка пригодности математических моделей осуществлялась при помощи экспериментального исследования, проведенного на разработанном имитационном лабораторном стенде. Применялись методики оценки качества математических и регрессионных моделей. Оценка влияния работы ТЭУ на нефтепровод после остановки транспортировки нефти проводилась на имитационной модели в *Matlab Simulink*.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Обеспечение бесперебойного электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода достигается за счет применения электротехнического комплекса с фото- и термоэлектрической установками с выбранными параметрами по установленным соотношениям номинальных мощностей источников питания с учетом емкости аккумуляторной батареи, удаленности и климатических условий размещения комплекса, конструктивных характеристик трубопровода и физико-химических свойств транспортируемой нефти.

2. Снижение влияния термоэлектрической установки на время безопасной остановки нефтепровода достигается за счет управления мощностью в режиме электронагревателя с учетом установленной зависимости потребляемой электрической мощности термоэлектрической установкой от остаточной емкости аккумуляторной батареи на момент остановки транспортировки нефти.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена применением общеизвестных методов и подходов в научно-технических исследованиях ЭТК с источниками питания на основе ВИЭ и АИЭ, теоретическими обоснованиями с использованием методов

статистического анализа, регрессионного анализа, стандартизированными методами математического моделирования, результатами проведенных экспериментов на имитационном лабораторном стенде, методами оценки пригодности и качества математических моделей.

Апробация результатов. Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: Научная конференция студентов и молодых ученых «Полезные ископаемые России и их освоение», г. Санкт-Петербург, 2023 г.; XIX Международный форум-конкурс студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования», г. Санкт-Петербург, 2023 г.; XIX Всероссийская (XI Международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «ЭНЕРГИЯ – 2024», г. Иваново, 2024 г.

Личный вклад автора заключается в формулировке цели и задач диссертационной работы, выборе методов и методологии исследования. Проведен обзор научных работ по изучаемой проблематике. Разработан имитационный лабораторный стенд. Разработана методика выбора номинальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для бесперебойного электроснабжения ПТМ в зависимости от климатических условий размещения нефтепровода и его параметров. Предложен способ снижения влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода. Выполнен анализ и интерпретация результатов исследования, на основе которых сформулированы основные выводы. Сформулированы и доказаны защищаемые положения.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 12 печатных работах (пункты из списка литературы № 4–6, 12, 13, 19, 68–73), в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 2 патента на изобретения, 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (Приложения Б, В и Г).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего 212 наименований, и 4 приложения. Диссертация изложена на 153 страницах машинописного текста, содержит 64 рисунка и 25 таблиц.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность кандидату технических наук, доценту Бельскому Алексею Анатольевичу за научное руководство и формирование главной идеи диссертационной работы.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПУНКТОВ ТЕЛЕМЕХАНИКИ НЕФТЕПРОВОДОВ

1.1 Современное состояние нефтепроводного транспорта

К 2021 году общий объем добычи жидких углеводородов в России достиг 516,9 млн тонн, включая 486,1 млн тонн нефти (что на 2% больше по сравнению с 2020 годом) и 30,8 млн тонн конденсата (рост на 3,9%). Заметно увеличилась добыча нефти из удаленных регионов и из трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). На рисунке 1.1 представлена динамика добычи из удаленных регионов и ТРИЗ нефти за 2012–2020 года.

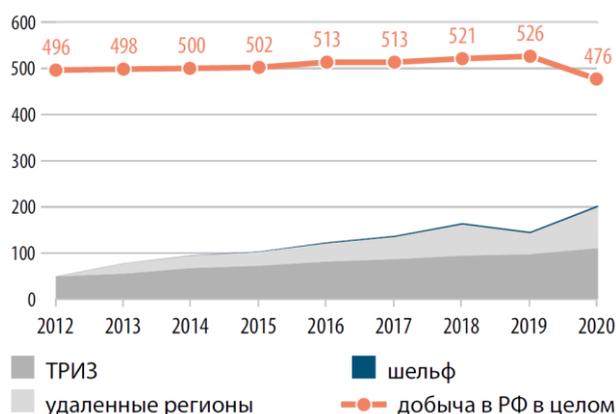


Рисунок 1.1 – Динамика добычи нефти 2012–2020 гг., млн т [30]

В течение последних десяти лет в России произошло увеличение добычи жидких углеводородов на 0,5%, тогда как объем добычи нефти сократился на 2%. Особенно заметное падение было зафиксировано в период 2020–2021 годов из-за снижения мирового спроса на нефть, вызванного пандемией COVID-19, и участия России в соглашении ОПЕК+. В то же время, в таких регионах как Красноярский край, Иркутская область и Республика Саха (Якутия), наблюдался рост добычи, в отличие от ХМАО – Югры, где добыча уменьшилась.

Самый существенный вклад в добычу нефти вносят месторождения ХМАО – Югры, однако в последние годы их доля снижается при увеличении доли ЯНАО и Тюменской области [30]. Распределение добычи нефти и конденсата по регионам России представлено на рисунке 1.2.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП) играет ведущую роль в сырьевой базе жидких углеводородов России, охватывая Уральский и Сибирский федеральные округа (расположена в пределах Тюменской области (Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа и Уватский район), также месторождения имеются в Томской, Омской, Свердловской, Новосибирской областях и Красноярском крае). На территории Западно-Сибирской НГП содержится более 60% нефтяных ресурсов страны [30].



Рисунок 1.2 – Распределение добычи нефти и конденсата по территории России, млн т [30]

Волго-Уральская НГП (объединяет Башкортостан, Татарстан, Пермский край, Марий Эл, Удмуртию, Мордовию, Чувашию, а также Кировскую, Нижегородскую, Ульяновскую, Пензенскую, Самарскую, Рязанскую, Саратовскую, Оренбургскую и Свердловскую области), обеспечивающая около 15% извлекаемых запасов нефти страны, располагается в Приволжском федеральном округе и включает 9 нефтегазоносных комплексов. Нефть Волго-Уральской НГП более тяжелая, высокосернистая и высоковязкая.

Лено-Тунгусская НГП охватывает Сибирский и Дальневосточный федеральные округа (Красноярский край, Иркутская область и Республика Саха (Якутия)) и содержит около 10% запасов нефти страны. Нефть месторождений Восточной Сибири отличается высоким качеством, имеет низкую вязкость, она легкая и малосернистая.

Тимано-Печорская НГП, включающая около 8% запасов нефти России, расположена в Северо-Западном федеральном округе (Республика Коми, Ненецкий автономный округ) и на прилегающих шельфах морей, где разведаны крупные месторождения высоковязкой нефти. Нефть здесь по качественным характеристикам схожа с волго-уральской, с доминированием сернистых и тяжелых типов.

В Южном, Северо-Кавказском и частично Приволжском федеральных округах, а также на акваториях Черного и Каспийского морей находится около 3% российских запасов нефти. Эти

регионы обладают высокой степенью выработанности запасов и содержат мелкие месторождения, с основным интересом к разработке морских акваторий и значительными запасами конденсата в Прикаспийской НГП.

Трубопроводный транспорт играет ключевую роль в эффективном и экономически выгодном перемещении нефти из удаленных месторождений к местам переработки и потребления. Это особенно актуально для слабо освоенных северных регионов России [152, 206], а также других стран, например, Канады [122], Норвегии [172], и США [138]. При этом строительство и эксплуатация нефтепроводов в удаленных районах со сложными климатическими условиями связаны с целым рядом сложностей, среди которых наиболее значимыми являются финансовые затраты и вмешательство в нетронутые природно-экологические биосистемы [185].

Доставка сырой нефти и нефтепродуктов до внутренних и международных потребителей выполняется через сеть магистральных нефтепроводов, эксплуатируемых ПАО «Транснефть». Совокупная длина всех нефтепроводов компании более 67 тыс.км. На рисунке 1.3 представлена укрупненная схема нефтяной промышленности и системы магистральных трубопроводов России. Общая длина промысловых нефтепроводов в России превышает 400 тыс.км [15]. Стоит отметить, что длина трубопроводной сети постоянно изменяется в связи с развитием новых месторождений и модернизацией существующей инфраструктуры.



Рисунок 1.3 – Укрупненная схема нефтяной промышленности и системы магистральных трубопроводов [30]

При эксплуатации нефтепроводов происходят аварийные ситуации. Средняя частота аварий на магистральных нефтепроводах России в период с 2008 по 2017 года составила 0,05 аварий/1000 км в год [56]. На рисунке 1.4 представлена динамика порывов промышленных нефтепроводов в период с 2010 по 2020 года.

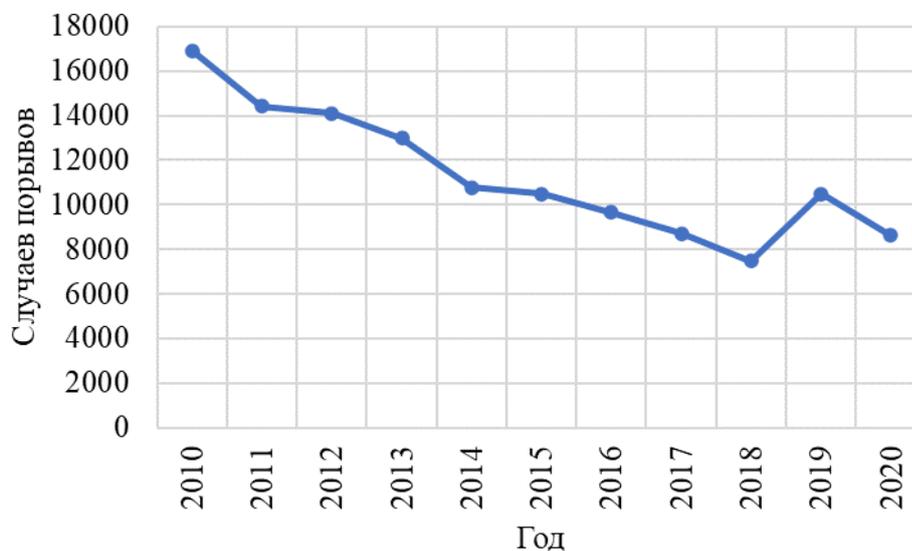


Рисунок 1.4 – Динамика порывов промышленных нефтепроводов в России [55]

В том числе происходят аварии с крупномасштабными разливами нефти и нефтепродуктов. Загрязнение окружающей среды нефтью нарушает многие процессы и взаимосвязи в природе и изменяет условия жизни всех видов организмов. Даже относительно небольшие разливы нефти могут иметь разрушительное воздействие на окружающую среду. Также расходуются материально-технические ресурсы на утилизацию последствий аварий [150].

Кроме того, компании несут прямые убытки из-за потери добываемого сырья, что снижает объемы продаж и доходы. Так, например, в 2018 году объем недобора нефти из-за порывов нефтепроводов (таблица 1.1) составил 54,9 тыс. т.

Таблица 1.1 – Сведения об авариях с разливами нефти на предприятиях топливно-энергетического комплекса в 2018 г. [29]

Предприятия	Порывы нефтепроводов, случаев			Недобор нефти из-за порывов нефтепровода, т
	Всего	в т.ч. из-за коррозии	% из-за коррозии	
Нефтяные компании	7771	7017	90	53151
Прочие производители	355	310	87	1770
Всего по России	8126	7327	90	54921

В России по данным Министерства Энергетики за 2021 год произошло 5880 аварий на нефтепроводах, в 93% случаев аварии произошли из-за коррозии металла [15]. По опыту нефтепромыслов Западной Сибири в 92% случаев причиной аварий на промышленных нефтепроводах является внутренняя коррозия трубопровода, в 3% – внешняя коррозия трубопровода, в 2,7% – нарушение правил эксплуатации, 1,4% – строительный брак [27].

По статистике PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) за 2009–2018 года в США причинами аварий на нефтепроводах являлось в 43% случаев неисправность материала/сварного шва/оборудования, в 17% – коррозия, 11% – ошибка при проведении оперативных работ, 10% – повреждения при проведении земляных работ, 9% – воздействие третьих лиц, 6% – природное воздействие, 4% – другие причины [77].

По статистике EGIG (European Gas pipeline Incident data Group) за 1970–2019 года в Европе причинами аварий на нефтепроводах в 27% случаев являлось внешнее воздействие, в 27% случаев коррозия металла, в 16% – неисправность материала/сварного шва/оборудования, 16% – повреждения при проведении земляных работ, 13% – другие причины, 2% – ошибка при проведении оперативных работ [60].

Предотвращение порывов нефтепроводов и оперативное реагирование на аварии являются критически важными задачами для нефтегазовых компаний, направленными на минимизацию потерь и рисков, связанных с эксплуатацией трубопроводного транспорта.

1.2 Обеспечение безопасной эксплуатации нефтепроводов средствами телемеханики

Задача обеспечения безопасности трубопроводов является первостепенной для организации бесперебойного и оперативного транспорта нефти и нефтепродуктов. Основными угрозами для безопасности нефтепроводов являются акты несанкционированных врезок и утечки нефти из трубопроводов в результате аварий.

Для обеспечения безопасной эксплуатации нефтепровода обязательным является применение системы автоматизации и телемеханизации, которая должна обеспечивать [14]:

«– автоматической защиту и блокировку управления технологическим оборудованием, участвующим в технологических процессах транспортировки нефти/нефтепродуктов;

– управление технологическим оборудованием, участвующим в технологических процессах транспортировки нефти/нефтепродуктов;

– автоматическое регулирование давления, расхода, температуры и показателей качества нефти;

– автоматическое регулирование давления, расхода нефтепродуктов;

– автоматическую защиту линейной части трубопровода от превышения давления;

– обнаружение утечек нефти/нефтепродуктов на линейной части трубопровода;

– регистрацию, архивирование и отображение информации о работе технологического оборудования, участвующего в технологических процессах транспортировки нефти/нефтепродуктов;

– связь с другими системами автоматизации и информационными системами.» [14]

Для выполнения функций телемеханики применяются технические и программные комплексы, которые обеспечивают одновременный опрос контроллеров станционной (СТМ) и линейной телемеханики (ЛТМ) на заданном технологическом участке через контроллеры диспетчерского пункта. Общая схема системы автоматизации и телемеханизации нефтепровода представлена на рисунке 1.5.

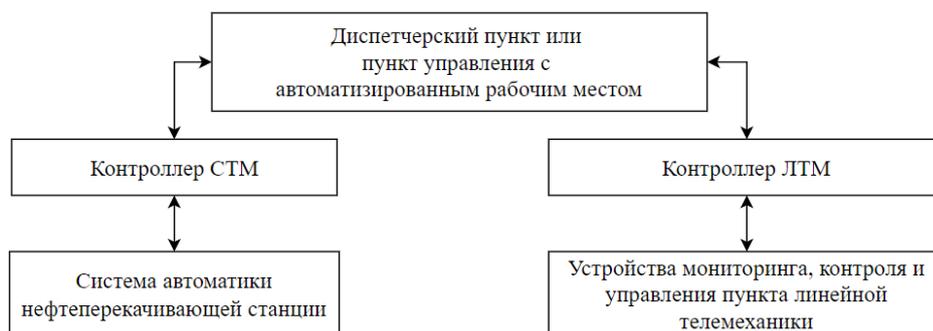


Рисунок 1.5 – Общая схема системы автоматизации и телемеханизации нефтепровода

Станционная телемеханика относится к комплексу технических средств и систем, используемых для автоматизированного контроля, управления и сбора данных с различных технологических объектов и оборудования на главных (ГНПС) и промежуточных (ПНПС) нефтеперерабатывающих станциях, насосных станциях или в других стационарных объектах вдоль нефтепровода. Станционная телемеханика позволяет операторам контролировать и управлять процессами в реальном времени, оптимизируя работу оборудования и повышая безопасность эксплуатации.

Линейная телемеханика – это система автоматизированного контроля и управления, предназначенная для мониторинга и оперативного реагирования на условия эксплуатации нефтепровода на его протяжении между стационарными объектами. Линейная телемеханика обеспечивает сбор, передачу и обработку данных от датчиков, размещенных вдоль нефтепровода, включая измерение давления, температуры, обнаружение утечек и прочих параметров, критических для безопасной и эффективной работы нефтепровода.

В зависимости от типа, производителя и других требований, система ЛТМ может состоять из нескольких уровней, например, из двух [9] или трех [44]. В обоих случаях верхний уровень является диспетчерским пунктом или пунктом управления с автоматизированным рабочим местом. Нижним уровнем, как правило, являются ПТМ, размещаемые вдоль оси нефтепровода.

ПТМ – это место, где находятся контролируемые или управляемые средствами телемеханики объекты, а также оборудование, выполняющее функции контроля и управления.

Как правило, ПТМ состоит из контрольно-измерительных приборов (КИП), устройств связи и сигнализации, запорной арматуры, станций электрохимической защиты (ЭХЗ) и др. Состав ПТМ может меняться в зависимости от выполняемых задач ЛТМ и определяется проектом.

Общая схема размещения объектов СТМ и ЛТМ вдоль нефтепровода представлена на рисунке 1.6.

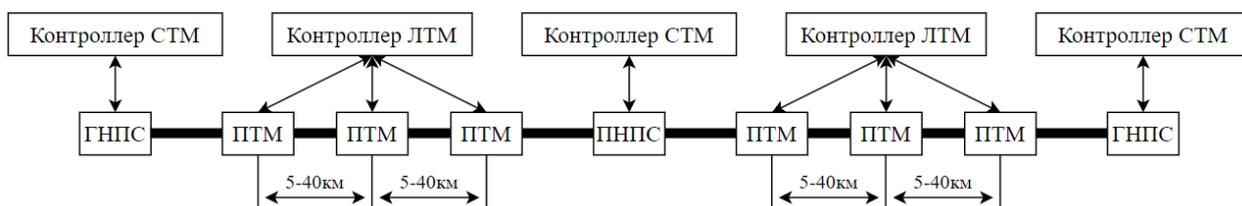


Рисунок 1.6 – Общая схема размещения объектов СТМ и ЛТМ вдоль нефтепровода

Был проведен обзор нормативно-технической документации, регламентирующей требования к установке и расположению ПТМ на нефтепроводах, а также требования к электроснабжению ПТМ [4].

Место и частота размещения ПТМ определяются при разработке проектной документации. В общем случае расстояние между ПТМ по оси трубопровода составляет от 10 до 40 км [18, 24, 34].

Размещение запорной арматуры регламентируется нормативной документацией для магистральных [47] и для промысловых [46] нефтепроводов, а также другими руководящими документами и стандартами организаций.

Согласно [46, 47] ПТМ с запорной арматурой должен располагаться на расстоянии, определяемом расчетом, но не превышающим 30 км для магистрального нефтепровода и 15 км для промыслового нефтепровода, не содержащего сероводород. Также, установка ПТМ с запорной арматурой должна быть предусмотрена:

- в начале каждого ответвления от трубопровода;
- на обоих концах перехода трубопровода через водные преграды;
- на обоих берегах болот III типа протяженностью свыше 500 м.

Для контроля давления в трубопроводе с обеих сторон запорной арматуры следует устанавливать оборудование контроля давления.

Рекомендованное расстояние между ПТМ с системой обнаружения утечек (СОУ) 5...40 км в зависимости от производителя и типа системы [1, 31, 51].

Кроме того, сегодня наблюдается тенденция перехода к концепции цифрового нефтепровода [78, 83], что также повышает необходимость использования системы ЛТМ и требования к частоте установки ПТМ [167].

СТМ и ЛТМ являются ключевыми элементами инфраструктуры нефтепровода для обеспечения надежности, безопасности и эффективности транспортировки нефти и нефтепродуктов, позволяя операторам контролировать и управлять процессами дистанционно и в реальном времени.

Система ЛТМ предназначена для централизованного контроля и управления оборудованием линейной части нефтепровода. На рисунке 1.7 представлена общая схема системы ЛТМ.

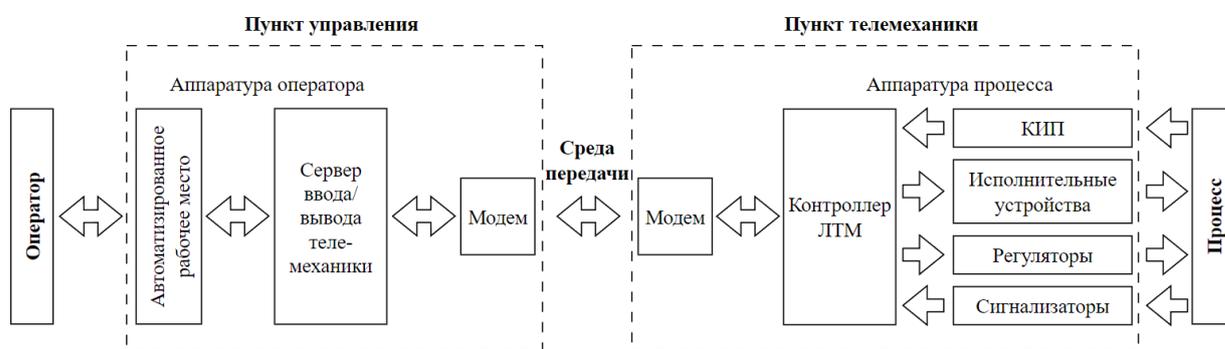


Рисунок 1.7 – Общая схема системы ЛТМ

Основными функциями системы ЛТМ являются [39]:

1. Контроль состояния и положения запорной арматуры, наличия аварийных ситуаций и неисправностей приводов арматуры, прохода средств очистки и диагностики, затопления камер пуска-приема средств очистки и диагностики, наличия утечек, состояния пожарной, охранной сигнализаций.

2. Дистанционное управление элементами инфраструктуры нефтепровода, включая линейную запорную аппаратуру, аппаратуру контроля прохождения средств очистки и диагностики (команды контроля и деблокировки), исполнительными устройствами охранной сигнализации, охранном освещением.

3. Измерение различных параметров, включая текущее давление в нефтепроводе, расход нефти, температуру. При отсутствии отдельной системы катодной защиты, система линейной телемеханики позволяет измерять силу тока, напряжение, защитный потенциал «труба-земля» и потенциал в точке дренажа установки катодной защиты.

4. Телерегулирование, включая положение исполнительных механизмов систем регулирования в линейной части и выходное напряжение (силу тока, защитный потенциал) станций ЭХЗ.

5. Передача информации, необходимой для функционирования системы обнаружения утечек, а также обмен данными с информационными системами в операторной и различных диспетчерских пунктах.

1.3 Электрическая нагрузка пункта телемеханики нефтепровода

Информация о величине электрической нагрузке является важной частью проектирования ЭТК с ВИЭ и АИЭ. При электроснабжении ПТМ нефтепровода величина электрической нагрузки определяется объемом автоматизации и функциональными возможностями ПТМ и может варьироваться в широком диапазоне от нескольких десятков ватт до нескольких десятков киловатт. При этом система электроснабжения должна обеспечивать бесперебойное электропитание комплекса средств системы ЛТМ [39, 40].

Для определения требуемых мощностей для различных типов электроприемников в ПТМ был проведен анализ научных работ, справочной литературы и каталогов производителей оборудования, которое может применяться в ПТМ. Основные характеристики электроприемников в составе ПТМ отражены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Основные характеристики электроприемников в составе ПТМ

Характеристика	Электроприемники в составе ПТМ					Станция катодной защиты малой мощности
	Комплекс телеметрии	Оборудование охранно-пожарной сигнализации и видеонаблюдения	Приводное устройство			
			Электропривод	Пневмо- и пневмогидроприводы	Электрообогрев приводного устройства	
Напряжение питания	9...30 В	9...30 В	Силовые цепи: 220/380 В, 50 Гц; Цепи управления: 24 В	24 В	220 В, 50 Гц	12–48 В
Потребляемая мощность	до 10 Вт	от 10 Вт	370–45000 Вт (зависит от номинального диаметра запорной арматуры)	до 45 Вт (применимо для трубопроводов диаметром 150–1400 мм)	20–100 Вт (зависит от размеров приводного устройства)	от 50 Вт
Режим работы	Постоянный	Постоянный	Кратковременный S2-15	Кратковременный S2-15	Работа при температуре окружающей среды менее 5°C	Постоянный

Все электроприемники ПТМ можно разделить на следующие категории:

- комплекс телеметрии, включая средства связи;
- устройства охранно-пожарной сигнализации и видеонаблюдения;
- приводное устройство запорной арматуры;
- станция катодной защиты.

Комплекс телеметрии представляет собой устройства для дистанционного контроля параметров нефтепровода и формирования управляющего сигнала для исполнительных механизмов, а также устройства средств связи. Потребляемая мощность комплексом телеметрии составляет до 10 Вт [11] при питании от источника постоянного тока напряжением 9–30 В. Режим работы комплекса телеметрии непрерывный.

Оборудование охранно-пожарной сигнализации и видеонаблюдения должно работать в непрерывном режиме работы. При этом потребляемая мощность этим оборудованием составляет от 10 Вт.

Суммарная мощность, потребляемая ПТМ, существенным образом зависит от типа приводного устройства, предназначенного для дистанционного управления запорной арматуры. На нефтепроводах наибольшее распространение получили электроприводы, однако отдельное применение также находят пневмо- и пневмогидроприводы.

Наиболее распространенные на нефтепроводах электроприводы, как правило, включают в себя: редуктор с ручным дублером, трехфазный или однофазный асинхронный электродвигатель, систему управления. Номинальная мощность электродвигателя в составе электропривода зависит от номинальных диаметра и давления запорной арматуры, а также необходимого диапазона крутящего момента. При этом режим работы электропривода, как правило, кратковременный S2-15 с продолжительностью включения 25% по ГОСТ ИЕС 60034-1-2014. Диапазон рабочих напряжений для силовых цепей 220/380 В зависит от электродвигателя, для цепей управления 220 В переменного тока или 24 В постоянного тока. Также в холодное время года потребляется мощность на обогрев электропривода.

В таблице 1.3 представлена информация о номинальной мощности электродвигателя и мощности, затрачиваемой на обогрев, в зависимости от параметров запорной арматуры [21].

Пневмо- и пневмогидроприводы наибольшее распространение получили на газопроводах, так как транспортируемый газ является доступным источником энергии. Данные типы приводных устройств применяются на запорной арматуре с диапазоном номинальных диаметров от 150 до 1400 мм, оснащаются блоком управления, подключаемого к источнику питания с напряжением 24 В постоянного тока, а потребляемая мощность составляет до 45 Вт [38].

Таблица 1.3 – Параметры электропривода запорной арматуры нефтепровода

Номинальный диаметр запорной арматуры, мм	Номинальное давление запорной арматуры, МПа	Крутящий момент, Н·м	Номинальная мощность электродвигателя, кВт	Мощность в режиме ожидания (при включенном обогреве), Вт
80 – 150	1,6 – 6,3	20 – 100	0,37	20
100 – 400	1,6 – 10,0	80 – 400	0,55 / 1,1 / 1,5	30
150 – 500	1,6 – 6,3	200 – 1000	1,5	45
150 – 500	1,6 – 6,3	800 – 4000	2,5 / 3,0 / 4,0	70
500 – 1200	1,6 – 10,0	2000 – 10000	4,0 / 7,5	70
800 – 1200	8,0 – 15,0	3000 – 15000	15,0	100
800 – 1200	8,0 – 15,0	4000 – 20000	18,5	100
1000 – 1200	8,0 – 15,0	7000 – 35000	30,0	100
1000 – 1200	8,0 – 15,0	10000 – 50000	45,0	100

Станции катодной защиты в ПТМ, предназначенные для защиты наружных поверхностей подземных стальных сооружений от коррозии, сбора и передачи данных о коррозии по цифровым интерфейсам, функционируют при напряжении 18–60 В. Для автономных ПТМ применяются станции катодной защиты малой мощности (напряжение питания 12–48 В, номинальная мощность одного силового модуля станции от 50 Вт, номинальное выходное напряжение 48 В).

На основании выполненного обзора электроприемников в составе ПТМ, для дальнейших расчетов и моделирования в качестве примера выбран ПТМ с составом электроприемников, представленных в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Параметры заданной электрической нагрузки

Наименование электроприемника	Номинальная мощность	Номинальное напряжение	Режим работы
Комплекс телеметрии	10 Вт	24 В постоянного тока	Постоянный режим работы
Оборудование охранно-пожарной сигнализации и видеонаблюдения	10 Вт	24 В постоянного тока	Постоянный режим работы
Электропривод	550 Вт*	220 В, 50 Гц	Кратковременный режим работы S2-15 мин.
Электрический обогрев электропривода	30 Вт	220 В, 50 Гц	Работа при температуре окружающей среды менее 5°C
Итого при температуре менее 5°C	50 Вт	220 В, 50 Гц; 24 В	Постоянный режим работы
Итого при температуре более 5°C	20 Вт	220 В, 50 Гц; 24 В	Постоянный режим работы

* – с учетом режима работы для запуска электропривода возможно использование аккумуляторной батареи с емкостью не менее 175 Вт·ч (с учетом коэффициента полезного действия).

В качестве примера выбран нефтепровод с внешним диаметром 426 мм. Стоит отметить, что дальнейшие расчеты и моделирование также могут быть выполнены для нефтепровода с другими конструктивными характеристиками, а также для других параметров электрической нагрузки.

Таким образом, для дальнейших расчетов и моделирования мощность электрической нагрузки рассматриваемого ПТМ принята 50 Вт при температуре окружающей среды менее 5°C и 20 Вт при температуре выше 5°C. При этом для аварийного закрытия запорной арматуры при помощи электропривода может использоваться энергия, запасенная в аккумуляторной батарее.

Стоит отметить, что современной тенденцией в энергообеспечении автономных объектов является не увеличение генерируемых мощностей, а снижение потребляемой электроэнергии [190]. В том числе разработка устройств с учетом условий эксплуатации, для которых не требуются устройства микроклимата (без внешнего обогрева и охлаждения).

1.4 Электроснабжения пунктов телемеханики нефтепровода

Электроснабжение линейных потребителей вдоль нефтепровода традиционно осуществляется по воздушной линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 6(10) кВ и выше, проложенной параллельно нефтепроводу, от распределительных устройств (РУ), расположенных на двух соседних нефтеперекачивающих станциях (рисунок 1.8а), либо распределительных устройств внешних источников, таких как сети местных энергетических компаний, находящихся в районе нефтепровода, или их комбинации (рисунок 1.8б). Коммутационные устройства на рисунках 1.8а и 1.8б не представлена.

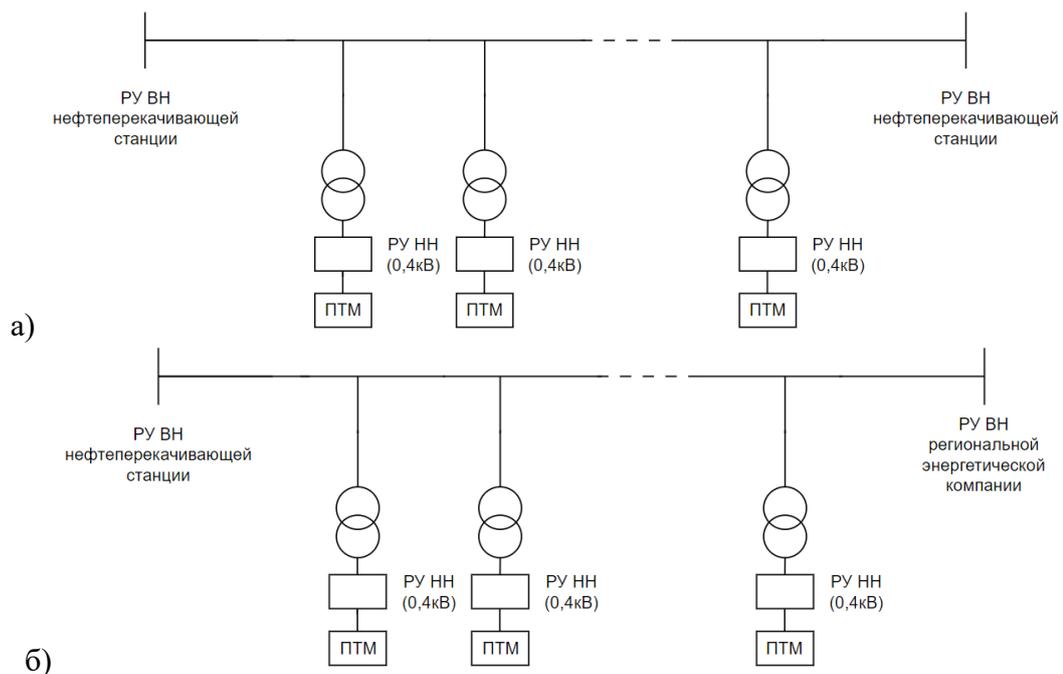


Рисунок 1.8 – Пример схемы электроснабжения ПТМ:
а) от вдольтрассовых ЛЭП между нефтеперекачивающими станциями;
б) от сетей местных энергетических компаний

В регионах, где инфраструктура развита недостаточно, обеспечение стабильного электроснабжения для линейных объектов нефтепровода, в том числе ПТМ, всегда было серьезной задачей. Это связано с тем, электроснабжение от ЛЭП вдоль трассы трубопровода влечет за собой значительные капитальные затраты на строительство и могут составлять до 20% всех капитальных затрат на строительство нефтепровода [3].

Кроме того, из-за большой протяженности таких ЛЭП, малых значениях мощностей электропотребителей и неравномерности их распределения возникают проблемы с применением классических методов релейной защиты [190].

С другой стороны, строительство и обслуживание трубопроводов в отдаленных регионах, особенно в местах с суровыми климатическими условиями, представляют собой сложную задачу. Эти трудности усугубляются не только необходимостью вложения значительных финансовых средств в строительство инфраструктуры, включая ЛЭП, но и потенциальным негативным воздействием на окружающую природную и экологическую среду. Вмешательство в практически нетронутые природные системы может привести к их ослаблению и разрушению.

Другим распространенным способом электроснабжения удаленных ПТМ является применение дизель-генераторных установок (ДГУ). Однако применение ДГУ ограничивается некоторыми принципиальными недостатками:

- необходимость в периодическом обслуживании;
- сложность ремонта топливной аппаратуры;
- высокая стоимость доставки топлива;
- при крайне низких температурах возможно замерзание дизельного топлива [63].

Дополнительно стоит отметить, что территории, на которых располагаются нефтепроводы, как правило, обладают особенностью в виде низкой плотности потребления энергии, из-за чего спрос на электроэнергию в этих местах распределен неравномерно. В таких условиях производство электроэнергии, как правило, осуществляется путем применения невозобновляемых источников энергии, например за счет сжигания нефтепродуктов [57, 210].

В связи с этим, поиск и внедрение технических решений, которые одновременно экономически выгодны и обладают высокой энергетической эффективностью, становится приоритетной задачей. Разработка и реализация автономных ЭТК, способных обеспечивать бесперебойное электроснабжение ПТМ может снизить зависимость от дорогостоящих нефтепродуктов и других традиционных источников энергии в регионах с ограниченным доступом к централизованным источникам энергии, что, в конечном итоге, приведет к сокращению эксплуатационных расходов и уменьшению воздействия на окружающую среду. Таким образом, разработка таких комплексов является не только экономически выгодной, но и

экологически ответственной стратегией, отвечающей современным требованиям устойчивого развития страны.

В связи с вышесказанным сегодня большое распространение для электроснабжения инфраструктуры линейной части нефтепровода, в частности для ПТМ, в районах децентрализованного электроснабжения получили автономные ЭТК с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [174], таких как солнечная энергетика и ветроэнергетика. Применение ЭТК с ВИЭ обеспечивает ряд преимуществ по сравнению с традиционными источниками электроэнергии [164]:

1. Обеспечение электроэнергией потребителей в удаленных районах, где существует дефицит или полное отсутствие развитой энергетической инфраструктуры.

2. Повышение уровня энергетической эффективности объектов нефтегазовой промышленности за счет оптимизации потребления товарных углеводородов, предназначенных для технологических нужд, что способствует экономии ресурсов.

Однако, автономные ЭТК с источниками на основе солнечной энергии и энергии ветра обладают рядом общих проблем: колебания в выработке энергии из-за зависимости от погодных условий, необходимость в разработке надежных систем накопления энергии для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей, высокие начальные капитальные затраты на установку, а также сложности с поддержанием и обслуживанием в отдаленных или труднодоступных регионах для некоторых видов ВИЭ.

1.5 Автономные источники питания с возобновляемыми и альтернативными источниками энергии

Изучению вопроса применения автономных источников питания в нефтяной промышленности посвящено большое число научных работ. В том числе рассматривались вопросы применения ЭТК с ВИЭ в качестве основного источника питания для удаленных объектов [17, 54, 185, 211], повышения качества, надежности и эффективности электроснабжения нефтегазовых объектов [62, 75, 102, 163], принципов создания, управления и экономики энергетических комплексов на основе ВИЭ для автономного электроснабжения [92], также широкое распространение получило электроснабжение ПТМ при помощи ЭТК с альтернативными источниками энергии (АИЭ) [2, 8, 164, 174].

Выбор источников электроснабжения для ПТМ нефтепровода должен учитывать ряд факторов, таких как удаленность расположения ПТМ, климатические условия, доступность источников энергии, а также экономические и экологические аспекты.

В последнее время все большее внимание уделяется применению ЭТК с источниками питания, работающих на технологиях преобразования ВИЭ в электроэнергию, таких как

фотоэлектрические (ФЭУ), ветроэлектрические (ВЭУ) установки, а также ЭТК с АИЭ, такие как термоэлектрические генераторы, использующие в качестве топлива природный газ, и топливные генераторы, работающие на основе метанола (водородосодержащего топлива), как альтернативы традиционным источникам электроснабжения (ЛЭП и ДГУ).

ФЭУ преобразуют энергию солнечного излучения в электрическую энергию и являются решением для обеспечения электроснабжения в удаленных и труднодоступных районах. ФЭУ могут быть спроектированы для работы как в составе автономных систем, так и в качестве дополнения к основной энергосистеме, тем самым уменьшая зависимость от централизованных источников электроснабжения.

ВЭУ также представляют собой эффективный способ генерации электроэнергии в местах с высоким ветровым потенциалом. Их можно использовать как отдельно, так и в комбинации с другими ЭТК на основе ВИЭ, например ФЭУ, для создания гибридных систем электроснабжения, также ВЭУ могут работать параллельно с сетью.

Термоэлектрические генераторы, использующие в качестве топлива природный газ, преобразуют тепловую энергию сжигания газа в электрическую. Наибольшее распространение получили при электроснабжении линейных объектов газопроводов.

Известны случаи применения термоэлектрических установок (ТЭУ), использующих в качестве источника тепловой энергии внешнюю стенку нефтепровода или других трубопроводов [16]. Эффективность и величина вырабатываемой электроэнергии таких установок ниже по сравнению с ФЭУ и ВЭУ, однако они могут обеспечивать дополнительную надежность в комплексных системах электроснабжения.

Топливные генераторы, или топливные элементы (ТЭ), работающие на метаноле, обладают такими преимуществами, как независимость от климатических условий размещения и погодных условий, мобильность. Однако такие генераторы, как правило, рассчитаны на небольшую мощность (до нескольких десятков ватт), а для работы таких генераторов необходимо топливо (топливные картриджи), из-за чего длительность автономной работы ограничена. Кроме того, ограничивающим фактором является высокая стоимость ТЭ.

При выборе источников электроснабжения необходимо учитывать не только начальные инвестиционные затраты, но и операционные расходы, включая стоимость обслуживания и ремонта, а также потенциальное воздействие на окружающую среду. Применение ЭТК с ВИЭ и АИЭ способствует снижению выбросов углекислого газа и других парниковых газов.

Из-за малых значений мощности электроприемников в составе ПТМ, в некоторых случаях в качестве источника энергии применяются исключительно АБ с ограниченным запасом энергии [64]. Полный разряд АБ приводит к неизбежному отключению ПТМ на период их замены или зарядки. Это приводит к дорогостоящим перерывам в работе ПТМ и к

сопутствующим сбоям в транспортировке нефти, возможным авариям и значительным производственным потерям.

Была рассмотрена литература о типах применяемых АИП для электроснабжения ПТМ нефтепроводов. Был сделан вывод, что академическая литература о выборе и обосновании АИП для электроснабжения ПТМ ограничена, однако больше информации представлено в презентационных материалах и каталогах производителей систем ЛТМ. Результат обзора отражен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Обзор литературы по автономному электроснабжению ПТМ нефтепровода

Источник	Тип ПТМ	Мощность	География	Источник электроэнергии
[76]	Комплекс телеметрии	н/д	Индия	ФЭУ и АБ
[165]		н/д	Канада	
[192]		н/д	Центральная Азия и Закавказье	
[170]		н/д	Канада	
[95]		0,5 Вт	н/д	
[124]		0,113 Вт	Республика Корея	ТЭУ со стенкой трубопровода в качестве источника тепла
[113]	Станция катодной защиты	208,5 Вт	Иран	ФЭУ и АБ
[166]		н/д	США	
[98]		100 Вт	Алжир	ВЭУ, ФЭУ, АБ
[176]		230 Вт	Южная Африка	
[96]		3000 Вт	н/д	
[157]	Приводное устройство запорной арматуры	н/д	США	ФЭУ, АБ
[182]		н/д	США	
[156]		н/д	США	
[108]		1600 Вт	Канада	
[134]		н/д	Россия	ВЭУ, ФЭУ, АБ
[200]		600 Вт	н/д	ФЭУ, ТЭ, АБ
[131]		3000 Вт	Россия	

Поиск источников осуществлялся в базах SCOPUS, ScienceDirect, Google Scholar и в открытых источниках сети Интернет по комбинациям следующих ключевых слов: «off-grid», «standalone», «autonomous», «power supply», «renewable energy sources», «hybrid», «wind», «thermoelectricity», «photovoltaic», «oil», «pipeline», «pipeline monitoring», «telemetry», «remote

control» и «автономный», «электроснабжение», «возобновляемые источники энергии», «гибридный», «ветер», «термоэлектричество», «фотоэлектричество», «нефть», «нефтепровод», «мониторинг трубопровода», «телеметрия», «удаленный контроль», «телемеханика», «телемеханический пункт», «контролируемый телемеханический пункт», «пункт телемеханики».

Преимущества и недостатки применяемых типов источников питания для ПТМ нефтепровода представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Сравнение способов электроснабжения ПТМ нефтепровода

Источник питания	Преимущества	Недостатки
ЛЭП	– централизованное электроснабжение – возможность обеспечения электроэнергией больших нагрузок	– высокие затраты на строительство и обслуживание – потери электроэнергии из-за больших расстояний
ДГУ	– возможность обеспечения электроэнергией больших нагрузок – слабая зависимость от климатических условий	– необходимость регулярного снабжения топливом – выбросы CO ₂
ФЭУ	– экологичность – низкие эксплуатационные расходы	– зависимость от погодных условий – снижение генерации в зимний период
ВЭУ	– экологичность	– зависимость от ветровых условий – возможное обледенение – необходимость в обслуживании
ТЭУ	– использование попутной тепловой энергии	– ограниченная мощность – зависимость от температуры трубопровода и погодных условий – сложность установки
ТЭ	– экологичность – независимость от климатических условий	– высокая стоимость топливных элементов – ограниченная мощность

По результатам литературного обзора были сделаны следующие выводы:

- ФЭУ являются наиболее распространенными по сравнению с другими АИП;
- надежность гибридных ветро-солнечных электростанций выше, чем у отдельностоящих ВЭУ или ФЭУ;

- для маломощных систем мониторинга распространены технологии сбора энергии «energy harvesting» (преобразование различными устройствами энергии механической деформации, электромагнитных воздействий, изменений температуры, а также других видов энергии, в электрическую для самообеспечения питанием самого устройства) [106]. Однако для

электроснабжения устройств запорной арматуры или станций катодной защиты мощности данных устройств недостаточно [168];

– применение гибридных источников энергии снижает занимаемую площадь энергетической системы;

– распределение нагрузки вдоль нефтепровода и малые значения установленной мощности этой нагрузки затрудняет использование решений, хорошо зарекомендовавших себя при электроснабжении нефтегазовых месторождений. Например, дизель-генераторные установки, ветро-дизельные установки [175], газотурбинные установки;

– описан опыт [107] применения размещенной на внешней стенке трубопровода ТЭУ с естественным воздушным охлаждением для электроснабжения маломощной нагрузки на трубопроводах различного назначения, в том числе на нефтепроводах [114]. Однако этот источник питания слабо распространён из-за его высокой стоимости и ограничениями, связанными с текущим уровнем развития технологии, основанной на эффекте Зеебека;

– ТЭ являются перспективной технологией. Однако их недостатками является высокая стоимость производства и обслуживания, ограниченная мощность, а также сложность управления и регулирования [127];

– для каждого конкретного случая необходимо обосновать целесообразность использования источников электроснабжения, учитывая технические и экономические показатели, надежность, технологические и экологические факторы;

Также был проведен анализ литературы по особенностям использования ФЭУ и ВЭУ, как наиболее распространенных АИП на основе ВИЭ, в условиях северных регионов. Были сделаны следующие выводы:

– использование малых ВЭУ в северных регионах связано с высокими рисками отказа установки из-за обледенения лопастей и конструкции ВЭУ [91]. Лопастей ветряных турбин часто ломаются из-за суровых погодных условий, циклических воздействий турбулентного ветра и экстремальных изменений температуры и влажности. Кроме того, они подвержены эрозии и коррозии, что приводит к высокой частоте отказов и значительным простоям [203];

– фотоэлектрические панели (ФЭП) на основе кремния работают значительно лучше при температурах ниже стандартных условий испытаний (СУИ) (как как правило, температура ФЭП 25°C, энергетическая освещенность 1000 Вт/м²). Эффективность модуля при 0°C может быть на 12,5% выше, чем при СУИ, а снежный покров на земле хорошо отражает солнечное излучение [153]. Однако, из-за коротких световых дней, наличия полярных ночей, малой плотности солнечного излучения в течение суток применение ФЭУ в качестве единственного источника электроэнергии затруднительно.

1.6 Текущий уровень развития термоэлектрических модулей

Эффект Зеебека – термоэлектрический эффект, заключающийся в возникновении термо-ЭДС при нагреве контакта (спая) двух разнородных металлов или полупроводников. Напряжение термо-ЭДС прямо пропорционально коэффициенту Зеебека и разнице температур между горячей и холодной сторонами (спаями) термоэлектрического материала. Схема, описывающая эффект Зеебека, представлена на рисунке 1.9. Эффект Зеебека может быть описан напряжением, вызванным разницей температур по формуле (1.1):

$$\alpha = \frac{V}{\Delta T}, \quad (1.1)$$

где α – коэффициент Зеебека, мкВ/К;

V – термоэлектрическое напряжение, наблюдаемое на клеммах;

ΔT – разница температур между двумя концами полупроводникового материала ($\Delta T = T_{\Gamma} - T_{\text{X}}$, где T_{Γ} и T_{X} – температура горячего и холодного концов полупроводникового материала соответственно, К).

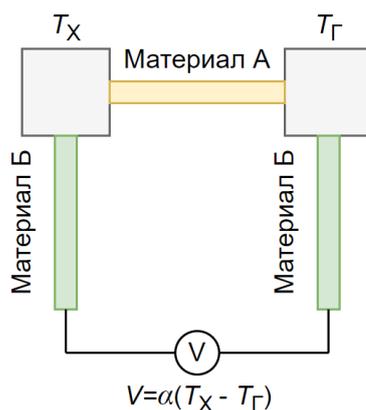


Рисунок 1.9 – Схема, описывающая эффект Зеебека

Термоэлектрическая эффективность, также известная как термоэлектрическая добротность, не имеет размерности. Для того, чтобы обеспечить высокую добротность, ее значение должно быть как можно выше. Добротность может быть рассчитана по формуле (1.2):

$$ZT = \frac{\alpha^2 \sigma T}{\lambda}, \quad (1.2)$$

где ZT – добротность;

σ – удельная электрическая проводимость, См/м;

T – средняя температура, К;

λ – теплопроводность, Вт/(м·К).

Коэффициент полезного действия (КПД) выработки электроэнергии термоэлектрическим материалом определяется выражением (1.3).

$$\eta_p = \frac{T_X - T_\Gamma}{T_X} \left[\frac{\sqrt{1 + ZT_{ave}} - 1}{\sqrt{1 + ZT_{ave}} + \frac{T_\Gamma}{T_X}} \right], \quad (1.3)$$

где ZT_{ave} – среднее значение добротности ножек n -типа и p -типа (усредняется по зависящей от температуры кривой ZT между T_Γ и T_X), определяется по формуле (1.4);

T_Γ и T_X – температура горячего и холодного концов соответственно, К.

$$ZT_{ave} = \frac{1}{T_X - T_\Gamma} \int_{T_\Gamma}^{T_X} ZT dT, \quad (1.4)$$

Низкая теплопроводность и высокая электропроводность являются ключевыми характеристиками для высокого коэффициента Зеебека.

С момента открытия эффекта Зеебека в 1821 году можно выделить три поколения термоэлектрических материалов на основе значений добротности (рисунок 1.10):

1) до 1990 года – значение добротности термоэлектрических материалов было меньше 1, а КПД этих материалов составляло 4–5%;

2) после 1990 года – благодаря развитию наноструктур, удалось повысить значение добротности до 1,7, а КПД до 11–15%;

3) в последнее время разрабатывается следующее поколение термоэлектрических материалов, их добротность составляет от 1,8 до 2,7, а предполагаемый КПД таких материалов повышается до 20%.

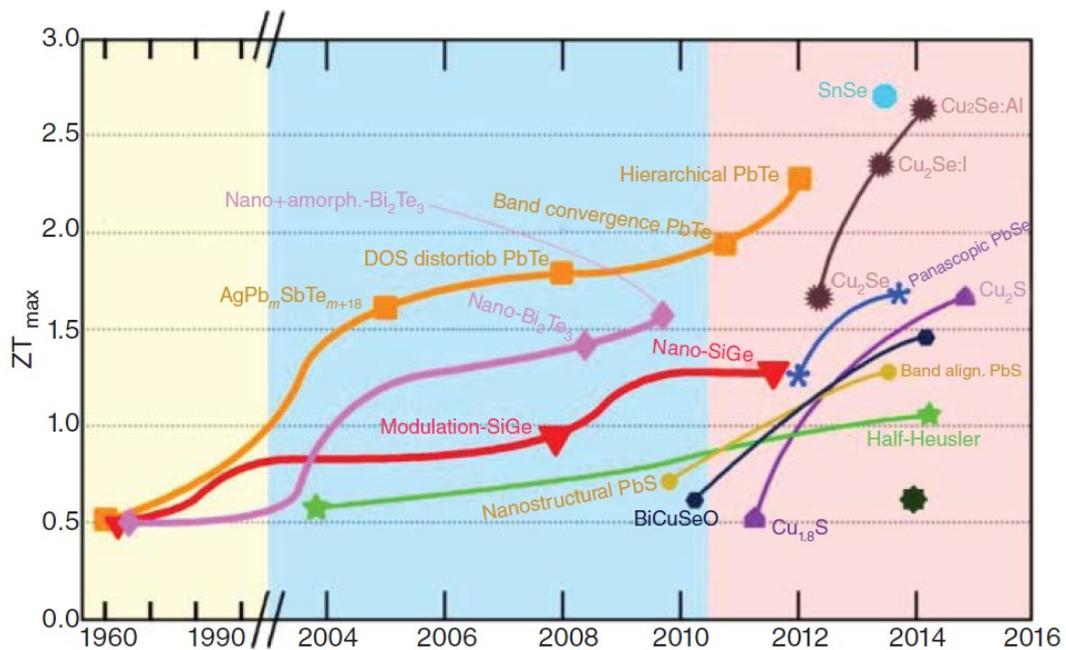


Рисунок 1.10 – Прогресс в развитии термоэлектрических материалов [205]

Развитие технологий производства термоэлектрических материалов показало, что возможно достижение более высоких значений добротности.

Термоэлектрические материалы можно классифицировать на основе их тепловой и электрической проводимости, а также коэффициента Зеебека. В зависимости от оптимальной рабочей температуры современные коммерчески доступные термоэлектрические материалы можно разделить на три типа [180]:

- 1) низкотемпературные (<400 К) – на основе Bi_2Te_3 ;
- 2) среднетемпературные (600-900 К) – на основе $PbTe$;
- 3) высокотемпературные (>900 К) – на основе $SiGe$.

В прошлом единственным коммерчески используемым термоэлектрическим материалом был теллурид висмута (Bi_2Te_3), однако низкая эффективность материалов на основе теллурида висмута n -типа по сравнению с материалами p -типа серьезно ограничивает их эффективность.

Сегодня материалы теллурид свинца ($PbTe$) и кремний-германия ($SiGe$) широко используются в системах выработки электроэнергии при более высоких температурах, главным образом в производстве энергии для космических аппаратов, с диапазоном температур от 500 до 900 К и от 800 до 1300 К.

За последние несколько десятилетий фундаментального прорыва в развитии термоэлектрических материалов достигнуто не было, несмотря на многочисленные усилия по увеличению их добротности [103, 193]. Для расширения областей применения термоэлектрических материалов необходимо, чтобы их добротность превышала значение 4 [205].

Термоэлектрические модули (ТЭМ) в современных ТЭУ – это конструктивно завершенные устройства, в которых единичным элементом является термопара, состоящая из двух разнородных полупроводниковых элементов с p - и n -типами проводимости. Элементы соединяются между собой последовательно и помещаются между двух плоских керамических пластин на основе оксида или нитрида алюминия, при этом с точки зрения тепловых потоков все термоэлектрические элементы соединены параллельно. ТЭМ вырабатывают электроэнергию за счет температурного градиента на основании эффекта Зеебека. Эти устройства характеризуются отсутствием выбросов газов, простотой в обслуживании, отсутствием движущихся частей и способны генерировать энергию в течение длительного срока службы. Среднее время наработки на отказ ТЭМ составляет 200 тыс. часов. Структурная схема ТЭМ представлена на рисунке 1.11, а изображение низкотемпературного генераторного модуля производства компании ООО «Криотерм» представлено на рисунке 1.12.

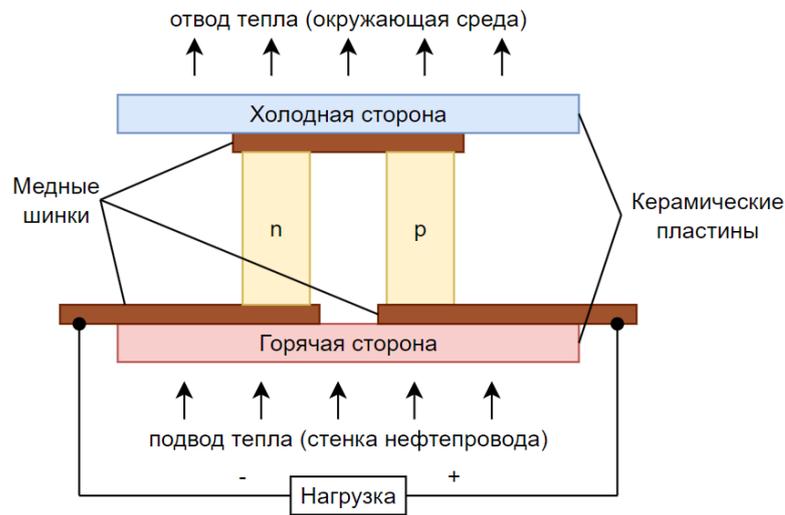


Рисунок 1.11 – Структурная схема термоэлектрического модуля

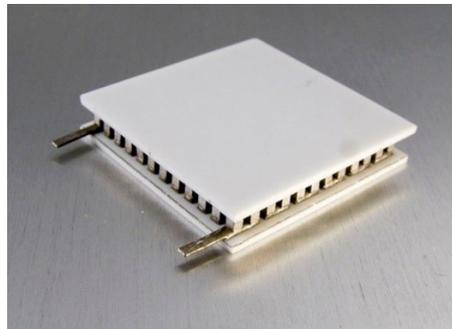


Рисунок 1.12 – Изображение низкотемпературного генераторного модуля [32]

В качестве генератора электроэнергии разница температур между сторонами ТЭМ вызывает перемещение как электронов, так и дырок с горячей стороны на холодную, что приводит к разнице потенциалов, которая будет пропускать ток через устройство, когда оно подключено к внешней нагрузке. Температурный градиент между двумя соединениями ТЭМ непосредственно влияет на выходную мощность, которая может быть увеличена за счет увеличения этого градиента и КПД устройства. КПД ТЭУ определяется как отношение мощности, подаваемой на внешнюю нагрузку, к тепловой энергии, поглощаемой на горячей стороне по выражению (1.5) [97, 126, 208].

$$\eta_{\text{ТЭУ}} = \frac{P_{\text{ТЭУ}}}{Q_{\text{Г}}}, \quad (1.5)$$

где $P_{\text{ТЭУ}}$ – мощность ТЭУ, отдаваемая во внешнюю цепь, Вт;

$Q_{\text{Г}}$ – тепловая мощность, подводимая к горячей стороне ТЭУ, Вт.

Для достижения наилучшей эффективности электрогенерирующей ТЭУ и максимального количества вырабатываемой электроэнергии, необходимо обеспечить решение задачи согласования сопротивления нагрузки с внутренним сопротивлением ТЭМ, при этом величина

внутреннего сопротивления ТЭМ зависит от создаваемого градиента температур между сторонами.

Преобразование потока тепловой энергии в электрическую энергию на основе ТЭМ позволяет создавать ТЭУ совместно с любым источником тепловой энергии [111, 139]. Такие ТЭУ не имеют вращающихся частей, обеспечивают высокую надёжность и эффективность [66].

ТЭУ хорошо изучены в различных сценариях использования попутной тепловой энергии, таких как выхлопные газы автомобилей, процессы литья металлов, сжигания газа и многое другое [198, 199].

Известны работы, в которых предлагается применение ТЭУ с использованием естественной разницы температур между воздухом и почвой для выработки электрической энергии для питания беспроводных датчиков [105, 132, 184]. В работе [146] представлено решение по выработке электрической энергии от тепловой энергии сточных вод.

Большое число работ посвящено выработке электрической энергии ТЭУ, установленными на внешней стороне эксплуатационной колонны в нефтяной скважине для преобразования тепловой энергии в электрическую [88, 133, 137, 195].

Нефтепроводы также обладают высоким уровнем тепловыделения, однако количество исследований по применению ТЭУ для этих условий ограничено [87]. Несмотря на это, известен опыт применения ТЭУ, установленной на внешнюю стенку нефтепровода, для электроснабжения устройств автоматики [16]. Однако, данный способ электроснабжения не получил широкого распространения из-за снижения вырабатываемой электроэнергии в теплое время года до минимальной, так как объем вырабатываемой электроэнергии существенно зависит от эффективности теплоотвода [140], а увеличение числа ТЭМ существенно удорожает стоимость ЭТК. При этом возможность применения ТЭУ для электроснабжения ПТМ нефтепроводов ограничена недостаточной проработанностью методик определения состава ЭТК с электрогенерирующей термоэлектрической установкой с естественным воздушным охлаждением, размещенной на внешней стенке трубопровода.

1.7 Текущий уровень развития фотоэлектрических панелей

ФЭП, составляющие основу современных солнечных энергетических систем, представляют собой высокотехнологичные устройства, способные напрямую преобразовывать энергию солнечного излучения в электроэнергию. Научный и технологический прогресс в этой области способствовал значительному улучшению характеристик ФЭП, включая их эффективность, долговечность и применимость в различных условиях.

Область использования ФЭУ в России быстро расширяется, несмотря на продолжающийся рост добычи традиционных минерально-сырьевых ресурсов [90, 151]. При

этом фотоэлектрическая солнечная энергетика является наиболее перспективным видом возобновляемого источника энергии для автономной электрификации в России [128], а затраты на электроэнергию от солнечных фотоэлектрических систем упали на 89% в период с 2010 по 2022 год, согласно отчету IRENA за 2022 год [109].

На рынке доступно множество типов односторонних ФЭП от разных производителей с различными значениями КПД, номинальной мощности, масса-габаритных параметров, стоимости и т.д. В связи с этим, для предварительного технико-экономического обоснования внедрения ФЭУ требуется производить сравнение характеристик доступных ФЭП для выбора оптимального решения с точки зрения экономических затрат и энергоэффективности ФЭУ.

Монокристаллические односторонние ФЭП изготавливаются из единого кристалла кремния. Этот тип панелей характеризуется высоким КПД от 15%, благодаря высокому качеству кристаллической решетки и минимальному количеству дефектов [147, 186].

Поликристаллические односторонние ФЭП состоят из кристаллов кремния, сформированных случайным образом. Они производятся путем заливки расплавленного кремния в формы, что делает их более дешевыми по сравнению с монокристаллическими. КПД у поликристаллических панелей ниже, находится в диапазоне от 12%, из-за более высокого количества дефектов и границ зерен, что приводит к увеличению рекомбинации носителей заряда [160, 202].

Гетероструктурные односторонние ФЭП сочетают в себе материалы с различными электронными и оптическими свойствами, чтобы улучшить эффективность и стабильность. Обычно, это структуры, в которых тонкий слой аморфного кремния наносится на монокристаллическую кремниевую подложку. Такое сочетание позволяет снизить потери из-за рекомбинации на поверхности и улучшить поглощение света, что приводит к повышению их КПД [100, 201, 209], который сегодня достигает 21,7% среди коммерчески доступных гетероструктурных односторонних ФЭП.

Тонкопленочные односторонние ФЭП изготавливаются нанесением одного или нескольких тонких слоев фотоэлектрического материала (например, аморфного кремния, кадмия теллурида или селенида индия и галлия) на подложку. Эти панели могут быть произведены на гибких материалах, что позволяет их использовать в большем количестве установок. Тонкопленочные ФЭП обладают меньшим КПД по сравнению с кристаллическими панелями (до 18%), но их производство менее затратно и они лучше работают в условиях слабого освещения или при высоких температурах [196, 207].

Изображение ФЭП разных типов представлено на рисунке 1.13.

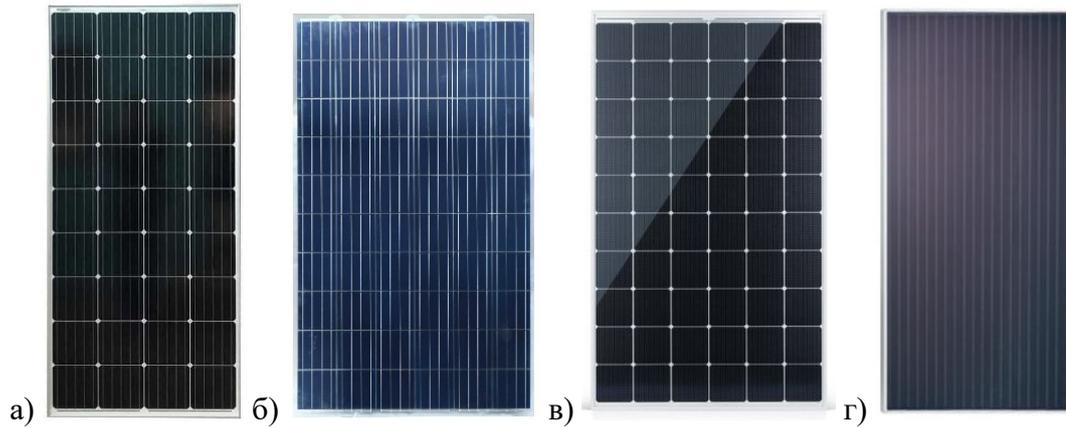


Рисунок 1.13 – Изображение фотоэлектрических панелей:
 а) монокристаллической; б) поликристаллической; в) гетероструктурной; г) тонкопленочной

Выбор типа ФЭП зависит от конкретных требований к эффективности, стоимости, физическим размерам и условиям эксплуатации. Научные исследования и разработки в области фотоэлектрических технологий продолжаются с целью улучшения эффективности преобразования, снижения затрат и расширения областей применения.

Была проанализирована база данных [7] односторонних ФЭП. Анализируемая база данных была дополнена до 1300 односторонних ФЭП, произведенных 72 компаниями из разных географических регионов (распределение по странам представлено на рисунке 1.14).

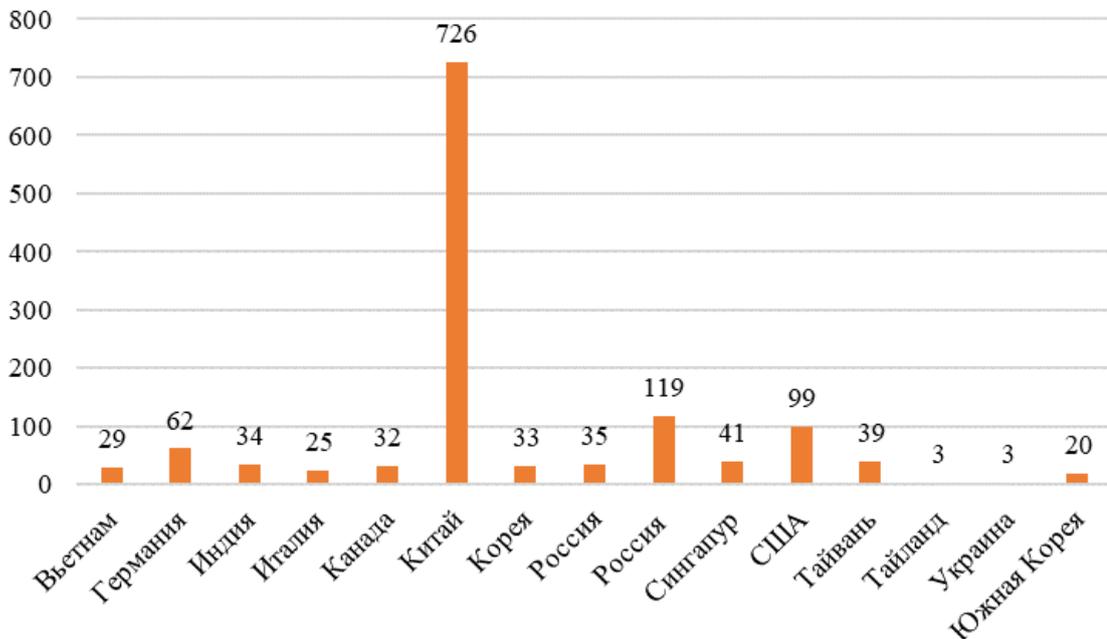


Рисунок 1.14 – Количество исследуемых ФЭП по странам

Распределение исследуемых односторонних ФЭП по типам представлено на рисунке 1.15, по мощности – на рисунке 1.16.

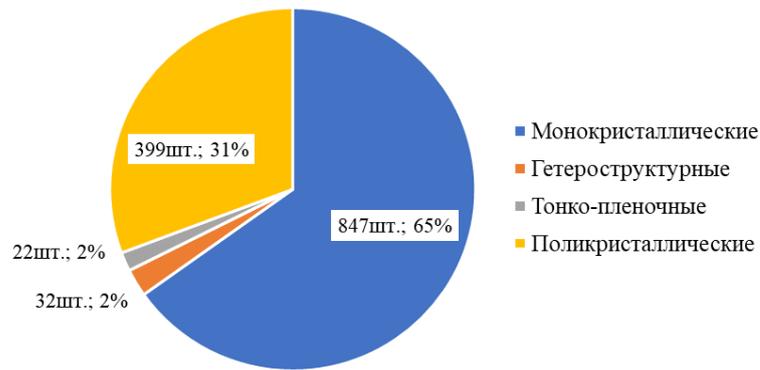


Рисунок 1.15 – Распределение анализируемых односторонних ФЭП по типу

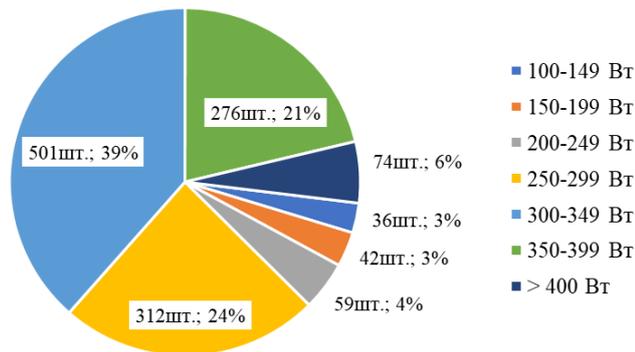


Рисунок 1.16 – Распределение анализируемых односторонних ФЭП по мощности

Российские ФЭП отличаются конкурентоспособностью на глобальном рынке благодаря их широкому ассортименту. Большая часть ассортимента односторонних ФЭП фокусируется на панелях с номинальной (максимальной) мощностью в диапазоне 250–350 Вт, что отражает глобальную тенденцию к увеличению мощности выпускаемых ФЭП.

Стоит отметить, что розничная удельная стоимость гетероструктурных ФЭП находится в диапазоне 50,3–58,0 руб./Вт, в то время как монокристаллических в диапазоне 31,2–66,5 руб./Вт, а поликристаллических 32,3–66,5 руб./Вт.

Несмотря на значительные достижения, перед фотоэлектрическими технологиями все еще стоят вызовы, связанные с необходимостью дальнейшего снижения удельной стоимости ФЭП, увеличения эффективности и улучшения интеграции в различные среды.

В настоящее время все большее распространение получают двусторонние ФЭП, увеличение производительности и эффективности которых по сравнению односторонними ФЭП достигается за счет преобразования солнечного излучения обеими сторонами панели. По сравнению с односторонними ФЭП двусторонние ФЭП в системах без технологий слежения положением за солнца вырабатывают в год до 30% больше электроэнергии [179].

Однако, несмотря на меньшую мощность на единицу площади односторонних ФЭП, они все еще более распространены на рынке из-за своей простоты в установке и низкой стоимости.

Так как для электроснабжения ПТМ нефтепроводов должны применяться АИП с минимальными требованиями к обслуживанию, то в работе был сделан выбор в пользу односторонних ФЭП без системы слежения за положением солнца.

Перспективы развития фотоэлектричества сфокусированы на инновациях в материалах, технологиях производства и системах энергетического управления. Кроме того, возможно расширение области применения ФЭУ на территориях с недостаточным потенциалом солнечной энергетики за счет комбинации с другими источниками питания, например с ТЭУ.

1.8 Обоснование схемы автономного электротехнического комплекса для электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода

Большинство нефтепроводов России располагается в северных регионах, где средняя температура окружающей среды в зимний период находится в диапазоне от -30 до -10°C , а большую часть года среднесуточная температура ниже 0°C (рисунок 1.17).

Добываемая в северных регионах нефть характеризуется высокой вязкостью, что затрудняет транспорт нефти. Для снижения вязкости одним из распространенных методов является нагрев нефти [82, 189]. Температура нагрева нефти зависит от параметров нефти, природно-климатических условий, способа прокладки нефтепровода и прочих параметров и может составлять от 30 до 70°C [183].



Рисунок 1.17 – Карта продолжительности периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0°C [50]

Данные факты позволяют говорить о возможности применения ТЭУ, устанавливаемых на внешнюю стенку нефтепровода горячей стороной, с естественным воздушным охлаждением холодной стороны [70].

Важно отметить, что ТЭУ имеют низкую эффективность преобразования тепловой энергии в электрическую (КПД ТЭУ менее 8%). Выходная электрическая мощность ТЭУ значительно изменяется в течение года и в теплое время года составляет до 30% от выходной электрической мощности в холодное время года [5].

Однако ТЭУ может быть использована в качестве дополнительного источника энергии, например в сочетании с ФЭУ, которая достигает максимальной производительности летом, тогда как зимой выработка электроэнергии существенно снижается [73] или отсутствует в период полярной ночи.

На рисунке 1.18 представлена карта суммарной солнечной радиации (излучения), поступающей на горизонтальную поверхность в январе. Часть регионов России, в которых располагаются нефтепроводы характеризуются наличием полярной ночи в данном месяце.

На рисунке 1.19 представлена карта суммарной солнечной радиации (излучения), поступающей на горизонтальную поверхность в июле.

На основе проведенного литературного обзора об автономном электроснабжении ПТМ, анализе климатических условий размещения ПТМ, а также оценке потенциала ВИЭ на данных территориях была сформулирована идея и цель данной работы.

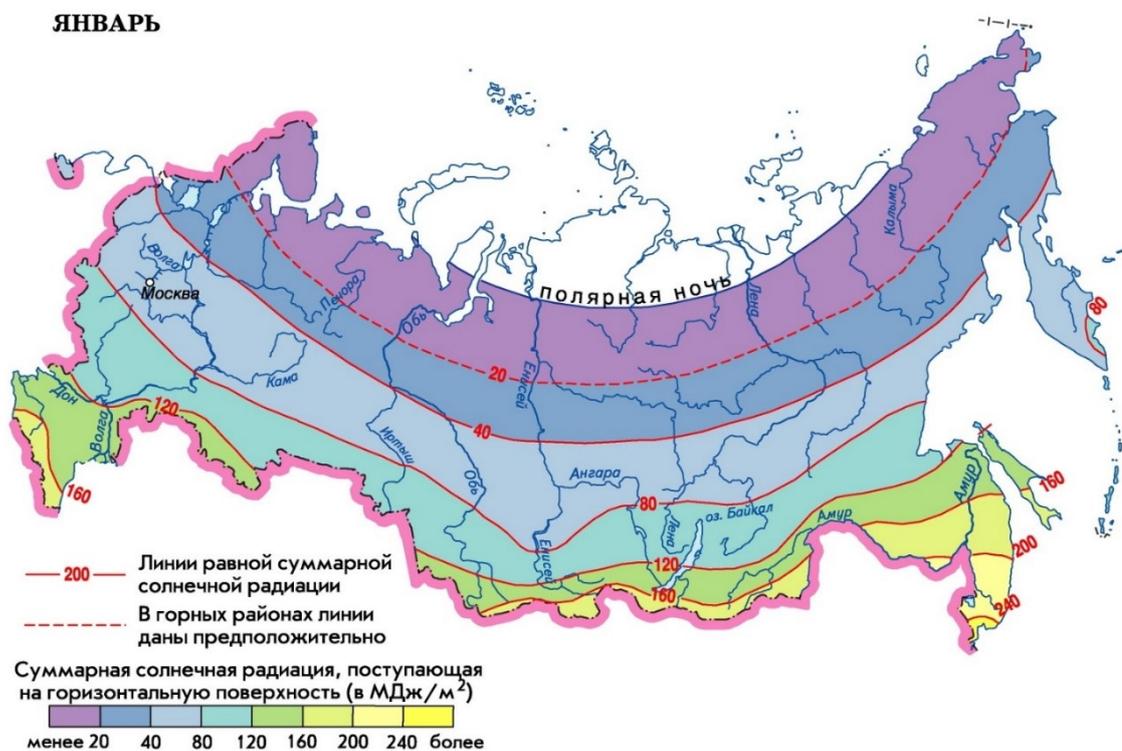


Рисунок 1.18 – Карта суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность в январе [49]

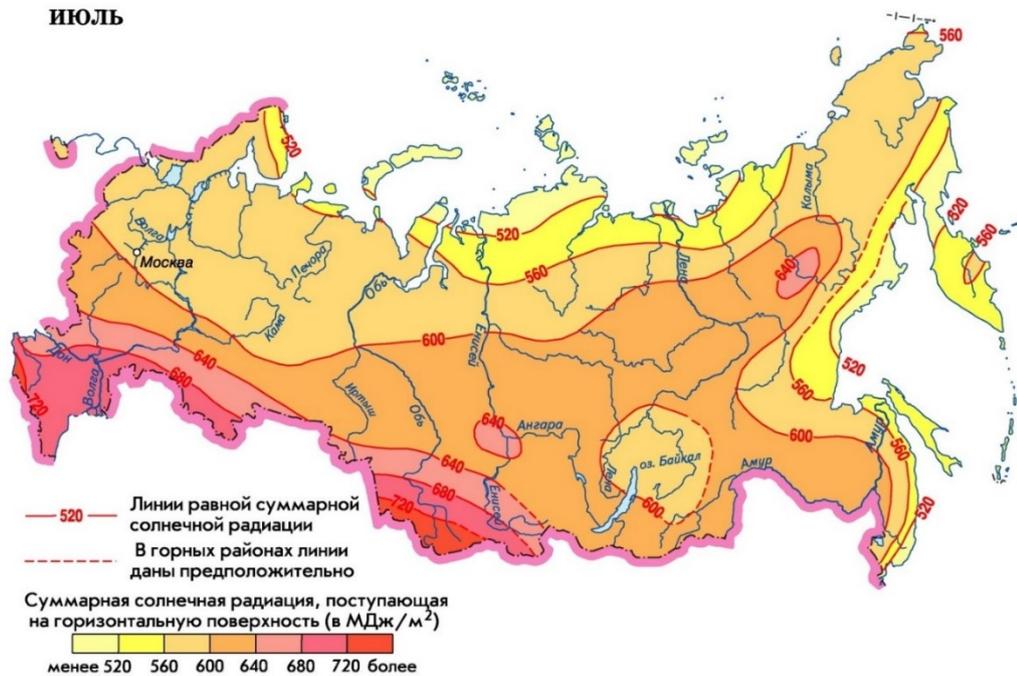


Рисунок 1.19 – Карта суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность в июле [49]

Идея работы заключается в электроснабжении пункта телемеханики нефтепровода с применением комбинации электрогенерирующих установок, работающих от возобновляемого (солнечная энергия) и альтернативного (попутная тепловая энергия) источников энергии.

Целью работы является разработка автономного ЭТК с ФЭУ и ТЭУ, а также АБ для электроснабжения ПТМ нефтепровода в условиях ограниченной доступности ВИЭ.

Применение разрабатываемого ЭТК возможно как для ПТМ, расположенных на наземных нефтепроводах (пример ПТМ представлен на рисунке 1.20), так и для ПТМ, расположенных на подземных нефтепроводах (пример ПТМ представлен на рисунке 1.21).



Рисунок 1.20 – ПТМ для запуска и приема средств очистки и диагностики на надземном нефтепроводе



Рисунок 1.21 – ПТМ с запорной арматурой с приводным устройством на подземной нефтепроводе

Схема разрабатываемого ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для электроснабжения ПТМ представлена на рисунке 1.22. Для обеспечения электроэнергией ПТМ при недостаточной генерации электроэнергии от ФЭУ и ТЭУ, а также для запуска электропривода запорной арматуры предусматривается АБ.

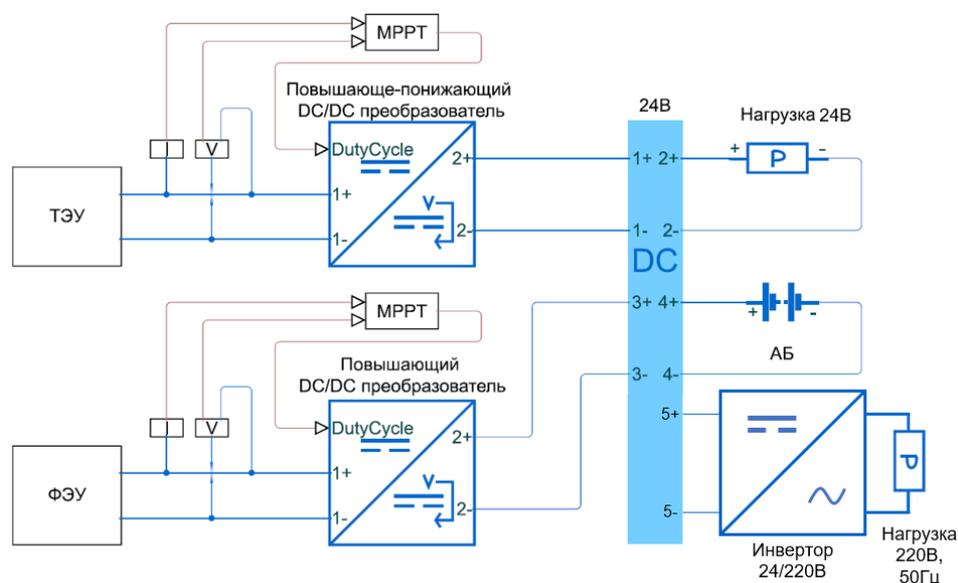


Рисунок 1.22 – Схема исследуемого электротехнического комплекса

Напряжение основного канала питания электротехнического комплекса для питания устройств телемеханики и станции катодной защиты составляет 24 В постоянного тока. При применении инвертора возможно устройство дополнительного канала 220 В переменного тока

для питания электропривода запорной арматуры и электрообогрева данного электропривода в холодное время года [69].

В дальнейшей работе примеры расчетов и моделирования проводились для четырех географических точек, которые отмечены на карте (рисунок 1.23).

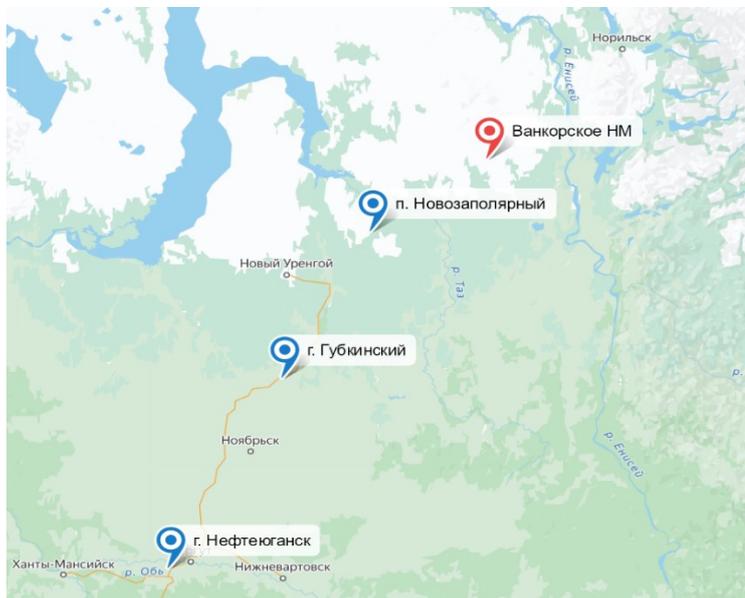


Рисунок 1.23 – Карта географических точек, для которых в данной работе осуществлялись расчеты и моделирование

Данные географические точки описываются следующими координатами:

- 1) 61.1 с.ш., 72.6 в.д. – г. Нефтеюганск, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- 2) 64.43 с.ш., 76.50 в.д. – г. Губкинский, Ямало-Ненецкий автономный округ;
- 3) 66.74 с.ш., 79.52 в.д. – п. Новозаполярный, Ямало-Ненецкий автономный округ;
- 4) 67.80 с.ш., 83.55 в.д. – Ванкорское нефтегазовое месторождение, Красноярский край.

Данные координаты были выбраны в качестве примера, так как на данных территориях проложено большое число нефтепроводов и находятся одни из крупнейших нефтяных месторождений в России, как указывалось в разделе 1.1.

В качестве примера принято, что ПТМ расположен на подземном изолированном нефтепроводе диаметром 426 мм.

1.9 Методы выбора номинальных параметров источников и накопителей электроэнергии в автономных ЭТК на основе ВИЭ и АИЭ

Среди методов выбора номинальных параметров автономных ЭТК с различными видами ВИЭ и АИЭ можно выделить следующие [121]:

- интуитивные методы;
- числовые методы;
- аналитические методы;

- применение специализированного программного обеспечения;
- применение нейронных сетей;
- комбинированные методы.

Интуитивные методы выбора номинальных параметров основываются на профессиональном опыте специалистов. Этот подход часто используется на начальных этапах проектирования ЭТК с ВИЭ и АИЭ, когда необходимо сделать предварительную оценку без глубокого анализа. Интуитивные методы позволяют быстро принимать решения, опираясь на знания и опыт, накопленный в ходе предыдущих проектов. Однако они могут быть субъективными и не всегда приводят к нахождению оптимальных решений.

Числовые методы включают в себя статистические и математические модели для определения номинальных параметров. Эти методы могут использоваться для анализа больших объемов данных о производительности систем, для моделирования различных сценариев работы ЭТК. Числовые методы позволяют оценить влияние различных параметров (климатических, параметров нагрузки, параметров ЭТК) на работу комплекса, что способствует принятию обоснованных решений. В числовых методах, как правило шаг дискретизации при моделировании составляет один час или одна неделя. Числовые методы являются самыми распространёнными. В работе [93] предлагается подход к определению номинальных параметров ФЭП в составе ФЭУ с использованием экспериментальных измерений, основанных на нелинейном алгоритме наименьших квадратов. В работе [99] представлена математическая модель для определения номинальных параметров комплекса с ФЭУ, ВЭУ, ДГУ и АБ, разработанная и реализованная в виде графического пользовательского интерфейса, которая позволяет определить оптимальную конфигурацию гибридной системы.

Аналитические методы основаны на использовании математического аппарата и теории вероятностей для моделирования и оптимизации параметров ЭТК. Эти методы включают в себя разработку и решение оптимизационных задач. Аналитические методы требуют глубоких знаний в области математики и теории систем, но позволяют получить наиболее точные и обоснованные результаты. В аналитических методах компоненты ЭТК характеризуются вычислительными математическими моделями как функции надежности, для оценки возможности существования системы. Оценка может быть произведена для различных комбинаций системы, наилучшая конфигурация определяется путем сравнения одного или нескольких показателей различных конфигураций. В работе [81] представлена технико-экономическая модель комбинации ФЭУ и АБ, в качестве исходных данных используются почасовые климатические данные о суммарной энергетической освещенности солнечным излучением, температуре воздуха и данные о графике электрических нагрузок. В работе [110] соотношение параметров ФЭУ и АБ определяется

пересечением кривых линии стоимости системы и линией готовности ЭТК к производству электроэнергии.

Применение специализированного программного обеспечения является современным подходом к выбору параметров ЭТК с источниками питания на основе ВИЭ. Этот подход включает в себя использование инженерных и расчетных программ, которые могут моделировать работу ЭТК в различных условиях. Программное обеспечение позволяет автоматизировать процесс расчетов, снизить вероятность ошибок и значительно ускорить процесс проектирования.

Например, программный комплекс *HOMER* подходит для оптимизации, технико-экономического обоснования и анализа чувствительности системы к изменениям внешних параметров [178]. В работе [187] и [204] используется *HOMER* для определения номинальных параметров ЭТК с ФЭУ, ДГУ и АБ, а также выполнения экономического анализа. С другой стороны, *HOMER* не позволяет вносить изменения в спецификации компонентов ЭТК, а расчет ТЭУ возможен только путем ручного задания графика выходной мощности установки с шагом дискретизации один час.

Программное обеспечение *PVsyst* – программный инструмент для моделирования ФЭУ, подходящий для решения задач оптимизации. В работе [23] осуществляется выбор оборудования и его номинальных параметров с использованием программы *PVsyst* и оценивается эффективность работы ЭТК в условиях децентрализованного электроснабжения. Однако данный продукт подходит только для моделирования работы ЭТК с ФЭУ и АБ.

RETScreen является комплексным программным обеспечением, разработанным для анализа жизненного цикла, включая эффективность, анализ затрат и оценку сокращения выбросов парниковых газов для различных типов энергетических проектов [162].

Программа *VizProRES* позволяет произвести расчет оптимального состава ЭТК и его параметров с учетом графика нагрузок, выполнить графический анализ вариантов компоновки системы.

В работе [45] предлагается комбинированная программа автоматизированной системы расчета на ЭВМ параметров ветро-солнечной электростанции – программа предназначена для определения основных параметров ветро-солнечной электростанции при изменении климатических и технических параметров электростанции.

Применение нейронных сетей в выборе номинальных параметров ЭТК с ВИЭ позволяет анализировать массивы данных, выявлять закономерности и предсказывать оптимальные параметры системы. Этот метод позволяет учитывать множество переменных и их взаимосвязи, что трудно выполнить традиционными методами (аналитических, числовым). Методы, связанные с применением нейронных сетей, используются для решения задач, связанных с отсутствием климатических данных, и применяются для определения параметров автономных

ЭТК [173]. Данные методы позволяют обрабатывать нелинейные колебания количества суммарной энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности, температуры воздуха, скорости ветра. Однако применение нейронных сетей связано со сложностью проектирования компонентов системы.

В работе [67] была разработана теоретико-экспериментальная модель с использованием метода регрессионного анализа для определения параметров термоэлектрического генератора. Параметры модели определялись при помощи генетического алгоритма и методом случайного поиска с использованием программного обеспечения *QstatLab*.

Некоторые авторы в виду недостатков, присущим предыдущим методам, используют комбинированные методы, представляющие собой комбинацию двух или более различных методов. Например, в работе [112] предложен метод многоцелевой оптимизации для определения размеров ФЭУ без АБ. Алгоритм определения размеров реализован с использованием численного метода на основе генетического алгоритма. Наилучшие параметры ФЭУ выбираются на основе минимальной стоимости годового использования системы.

По результатам литературного обзора можно сделать следующие выводы:

1. Ученые по всему миру активно занимаются исследованиями в области оптимизации ЭТК, которые включают в себя ФЭУ.

2. Несмотря на широкий спектр разработанных методик определения рассеянной диффузной составляющей энергетической освещенности солнечным излучением наклонных поверхностей, существует недостаток в исследованиях, касающихся специфики северных широт, где угол падения солнечных лучей, продолжительность светового дня и общее количество солнечного излучения существенно отличаются от условий в умеренных и тропических широтах. Это создает сложности при проектировании и эксплуатации ФЭУ, требуя разработки более точных методик для оценки солнечного потенциала в данных регионах.

3. ТЭУ, использующие разницу температур между стенкой трубопровода и окружающей средой для выработки электричества, представляют собой перспективное направление для электроснабжения маломощных нагрузок. Однако, несмотря на потенциальные преимущества, их применение на внешних стенках трубопроводов, особенно нефтепроводов, остается малоисследованным. Это связано как с техническими сложностями установки и эксплуатации ТЭУ в данных условиях, так и с отсутствием разработанных методик для определения оптимальных номинальных параметров ТЭУ в составе ЭТК, особенно при их интеграции с ВИЭ.

Для устранения указанных пробелов необходимы комплексные исследования, которые включали бы в себя как теоретические разработки, так и практические эксперименты. Это позволит не только оптимизировать существующие системы, но и будет способствовать более

широкому внедрению ЭТК с ФЭУ и/или ТЭУ в различные сферы, в том числе для электроснабжения линейных объектов нефтепровода, в том числе ПТМ.

При моделировании ЭТК с ФЭУ и ТЭУ можно использовать среднемесячные значения климатических параметров (температура воздуха, скорость ветра, энергетическая освещенность) [6]. Такой подход удобен для долгосрочного планирования и общей оценки потенциала ВИЭ и АИЭ благодаря простоте, скорости вычислений и меньшему объему данных, однако они усредняют пиковые и минимальные значения, что снижает точность и игнорирует временную изменчивость. Напротив, данные с шагом дискретизации 1 час обеспечивают высокую точность за счет учета суточных и недельных колебаний, что необходимо для краткосрочного планирования, оперативного управления и оптимизации работы системы, хотя это требует значительных ресурсов для сбора и обработки данных.

Таким образом, для выбора номинальных параметров автономных ЭТК с ФЭУ и АБ известен опыт применения различных методик и подходов, при этом большинство работ по определению параметров автономных ЭТК с ФЭУ выполняются на основе численных методов. Однако в достаточной мере остались не проработаны методики определения параметров источников питания и АБ в автономных ЭТК, включающих в свой состав электрогенерирующую ТЭУ с естественным воздушным охлаждением, размещенной на внешней стенке нефтепровода. В существующих и широко распространенных программных продуктах отсутствует возможность моделирования ЭТК с ТЭУ с учетом климатических условий эксплуатации комплекса, конструктивных характеристик нефтепровода, физико-химических свойств транспортируемой нефти. В связи с этим возникает необходимость в разработке методики выбора номинальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.

1.10 Выводы по Главе 1

По результатам анализа современного состояния проблемы электроснабжения пунктов телемеханики нефтепроводов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, и, учитывая современное состояние развития ВИЭ и накопителей электроэнергии были сделаны следующие выводы:

1. Расположенные в удаленных районах от централизованных сетей электроснабжения ПТМ нефтепроводов целесообразно обеспечивать электроэнергией от ЭТК с ВИЭ и/или АИЭ.
2. Оценен текущий уровень развития термоэлектричества и фотоэлектричества.
3. Проанализированы преимущества и недостатки применения различных типов устройств на основе ВИЭ и АИЭ.
4. Обоснована необходимость разработки и реализации автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для бесперебойного электроснабжения ПТМ нефтепровода.

5. Проанализированы основные методы выбора состава и номинальных параметров источников энергии и накопителей в автономных ЭТК с источниками питания на основе ВИЭ или АИЭ.

Таким образом, в первой главе успешно подтверждена актуальность цели исследования и задач, изложенных во введении, для достижения поставленной цели.

ГЛАВА 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ФОТО- И ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКАМИ И АККУМУЛЯТОРНОЙ БАТАРЕЕЙ

2.1 Тепловая математическая модель размещенной на стенке нефтепровода термоэлектрической установки с естественным воздушным охлаждением

Для моделирования ТЭУ в составе ЭТК необходимо определить значения температур на горячей (соприкасается с внешней стенкой нефтепровода) и холодной (соприкасается с радиатором воздушного охлаждения) сторонах ТЭУ.

Конструкция любой ТЭУ состоит из трех основных узлов:

- теплоъемника, обеспечивающего эффективную передачу тепла от источника тепла (внешней стенки нефтепровода) к ТЭУ;
- термоэлектрических модулей;
- радиатора, обеспечивающего отвод тепла в окружающую среду.

Исходными данными для моделирования ТЭУ являются [13]:

- климатические данные о территории, где планируется расположение ЭТК с ТЭУ;
- конструктивные параметры нефтепровода;
- физико-химические свойства транспортируемой нефти;
- параметры теплоъемника, устанавливаемого на стенку нефтепровода;
- параметры радиатора охлаждения.

На пути тепловой энергии каждый элемент конструкции ТЭУ характеризуется тепловым сопротивлением. Оптимизация значений тепловых сопротивлений позволяет получить наилучшую эффективность решения.

С работой ТЭУ связаны три основных физических явления. Эффект Зеебека – это напряжение, генерируемое при поддержании изменения температуры между двумя сторонами. Эффект Томсона – это эффект нагрева или охлаждения в однородном проводнике, наблюдаемый при пропускании электрического тока в направлении температурного градиента. Эффект Джоуля – это эффект нагрева, наблюдаемый в проводнике при пропускании электрического тока через проводник.

Тепловая математическая модель ТЭУ соответствует общепринятой схеме замещения (рисунок 2.1) и математическим зависимостям, определяющим параметры ТЭУ [144, 188, 194], с тем отличием, что в качестве источника тепловой энергии используется внешняя стенка нефтепровода. В данной модели эффектом Томсона пренебрегается. Эффект Зеебека моделируется как тепловой поток, который зависит от температуры концов термопары и тока, проходящего через термопару. Эффект Джоуля моделируется как тепловой поток, который зависит от квадрата тока и внутреннего электрического сопротивления термопар.

Принципиальная схема стационарного решения приводит к системе нелинейных уравнений, составленной с использованием теплового баланса горячей и холодной сторон ТЭУ.

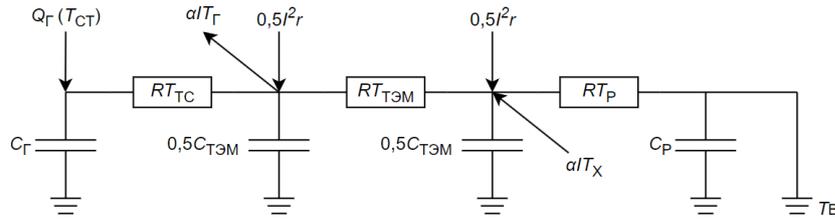


Рисунок 2.1 – Схема замещения ТЭУ

Влияние скорости ветра на охлаждение радиатора холодной стороны учитывается по изменению коэффициента теплопередачи [115, 130].

При расчетах принято допущение, что влиянием солнечного излучения и атмосферных осадков можно пренебречь.

В первую очередь, для проведения расчета ТЭУ необходимо определить температуру стенки нефтепровода, которая выступает для ТЭУ источником тепловой энергии.

Тепловой баланс горячей стороны ТЭУ можно описать выражением (2.1):

$$\frac{T_{ст} - T_{Г}}{RT_{ТС}} + \left(0,5 \cdot r \cdot I^2 - \alpha \cdot I \cdot T_{Г} - \frac{T_{Г} - T_{Х}}{RT_{ТЭМ}} \right) \cdot N = 0, \quad (2.1)$$

где $T_{ст}$ – температура стенки нефтепровода, °С;

$RT_{ТС} = \delta_{ТС} / (\lambda_{ТС} \cdot S_{ТС})$ – тепловое сопротивление теплообменника, К/Вт;

$\delta_{ТС}$ – толщина теплообменника, м;

$\lambda_{ТС}$ – коэффициент теплопроводности материала теплообменника, Вт/(м·К);

$S_{ТС}$ – площадь теплообменника, м²;

I – ток, проходящий через термопары ТЭМ, А;

$RT_{ТЭМ}$ – тепловое сопротивление ТЭМ, К/Вт.

Тепловой баланс холодной стороны ТЭУ можно описать выражением (2.2):

$$\left(0,5 \cdot r \cdot I^2 + \alpha \cdot I \cdot T_{Х} - \frac{T_{Г} - T_{Х}}{RT_{ТЭМ}} \right) \cdot N - \frac{T_{Х} - T_{В}}{RT_{Р}} = 0, \quad (2.2)$$

где $T_{В}$ – температура воздуха, °С;

$RT_{Р}$ – тепловое сопротивление при конвекционной теплопередаче от радиатора к воздуху, К/Вт.

Тепловое сопротивление при конвекционной теплопередаче от радиатора к воздуху зависит от скорости ветра и может быть определено по выражению (2.3):

$$RT_{Р} = \frac{1}{K_{В-Р} \cdot S_{Р}}, \quad (2.3)$$

где $K_{В-Р}$ – суммарный коэффициент теплоотдачи на границе воздух-поверхность радиатора, Вт/(м²·К);

$S_{Р}$ – площадь обрешетки радиатора, м².

Площадь ребристого радиатора вычисляется как сумма площадей всех его ребер и площади основания, стоит отметить, что у одного ребра две излучающие поверхности.

Суммарный коэффициент теплоотдачи на границе воздух-поверхность радиатора можно определить по методике, предложенной [10] по выражениям (2.4)–(2.19):

$$K_{B-P} = K_K + K_P, \quad (2.4)$$

где K_K – коэффициент конвективной теплоотдачи, Вт/(м²·К);

K_P – коэффициент радиационной теплоотдачи (теплоотдачи излучением), Вт/(м²·К).

Коэффициент радиационной теплоотдачи зависит от степени черноты поверхности и определяется по формуле (2.5):

$$K_P = \varepsilon \cdot 5,67 \cdot 10^{-8} \frac{(T_{\Pi} + 273,15)^4 - (T_B + 273,15)^4}{T_{\Pi} - T_B}, \quad (2.5)$$

где ε – степень черноты материала поверхности, безразмерный;

T_{Π} – температура поверхности радиатора, °С.

Нестабильность процесса естественной конвекции у поверхностей различной формы, а также расположения в пространстве привело к большому разнообразию эмпирических формул для вычисления коэффициента конвективной теплоотдачи. Неизбежные погрешности экспериментальных данных привели к тому, что результаты вычислений для одних и тех же поверхностей и условий по формулам разных авторов отличаются друг от друга на 20% и более. Коэффициент конвективной теплоотдачи определяется по формуле (2.6):

$$K_K = \frac{Nu \cdot \lambda}{L_0}, \quad (2.6)$$

где Nu – число Нуссельта;

λ – коэффициент теплопроводности воздуха (Вт/(м·К)) при определяющей температуре T_0 , которая определяется по формуле (2.7);

L_0 – определяющий размер поверхности (м), определяемый по выражению (2.8):

$$T_0 = \frac{T_{\Pi} + T_B}{2}, \quad (2.7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} L_0 = L \quad \text{при } w \geq 1 \\ L_0 = \frac{L \cdot B}{2(L + B)} \quad \text{при } w < 1 \end{array} \right. \quad (2.8)$$

где w – скорость ветра (воздуха) вдоль поверхности радиатора, м/с;

L – длина поверхности радиатора, м;

B – ширина поверхности радиатора, м.

Число Нуссельта зависит от скорости ветра. При скорости ветра больше 1 м/с, определяется по выражению 2.9. При скорости ветра меньше 1 м/с – по выражению (2.10).

$$\begin{cases} Nu = 0,664Re^{0,5}Pr^{\frac{1}{3}} & \text{при } Re \leq 5 \cdot 10^5 \\ Nu = 0,037Re^{0,8}Pr^{0,43} & \text{при } 5 \cdot 10^5 < Re \leq 3 \cdot 10^7 \end{cases}, \quad (2.9)$$

$$\begin{cases} Nu = 0,54Ra^{\frac{1}{4}} & \text{при } 10^4 \leq Ra \leq 10^7 \\ Nu = 0,15Ra^{\frac{1}{3}} & \text{при } 10^7 < Ra \leq 10^{11} \end{cases}, \quad (2.10)$$

где Re – число Рейнольдса, определяется по формуле (2.11);

Pr – число Прандтля, определяется по формуле (2.15);

Ra – число Релея, определяется по формуле (2.18).

$$Re = \frac{w \cdot L_0}{\nu_B}, \quad (2.11)$$

где ν_B – кинематический коэффициент вязкости воздуха при определяющей температуре, который определяет по формуле (2.12):

$$\nu_B = \frac{\mu}{\rho_B}, \quad (2.12)$$

где μ – динамический коэффициент вязкости (Па·с) при определяющей температуре, вычисляется по формуле (2.13);

ρ_B – плотность воздуха (кг/м³) при определяющей температуре, вычисляется по формуле (2.14).

$$\mu = (a_0 + a_1 \cdot T_0 + a_2 \cdot T_0^2 + a_3 \cdot T_0^3) \cdot 10^{-6}, \quad (2.13)$$

где $a_0 = 17,1625$; $a_1 = 0,0482102$; $a_2 = -2,17419 \cdot 10^{-5}$; $a_3 = 7,06065 \cdot 10^{-9}$.

$$\rho_B = \frac{353,089}{T_0 + 273,15}, \quad (2.14)$$

$$Pr = \frac{\mu \cdot c_p}{\lambda}, \quad (2.15)$$

где c_p – удельная изобарная теплоемкость (Дж/(кг·К)) при определяющей температуре, вычисляется по формуле (2.16);

λ – коэффициент теплопроводности (Вт/(м·К)) при определяющей температуре, определяется по формуле (2.17).

$$c_p = a_0 + a_1 \cdot T_0 + a_2 \cdot T_0^2 + a_3 \cdot T_0^3 + a_4 \cdot T_0^4, \quad (2.16)$$

где $a_0 = 1,00564 \cdot 10^3$; $a_1 = 7,43322 \cdot 10^{-3}$; $a_2 = 5,78429 \cdot 10^{-4}$; $a_3 = -5,87508 \cdot 10^{-7}$; $a_4 = 1,81359 \cdot 10^{-10}$;

$$\lambda = (a_0 + a_1 \cdot T_0 + a_2 \cdot T_0^2 + a_3 \cdot T_0^3) \cdot 10^{-2}, \quad (2.17)$$

где $a_0 = 2,41822$; $a_1 = 7,32841 \cdot 10^{-3}$; $a_2 = -2,53698 \cdot 10^{-6}$; $a_3 = 9,34274 \cdot 10^{-10}$.

$$Ra = Gr \cdot Pr, \quad (2.18)$$

где Gr – число Грасгофа, определяется по формуле (2.19).

$$Gr = \frac{9,81\beta(T_{II} - T_B)L_0^3}{\nu_B^2}, \quad (2.19)$$

где β – коэффициент объемного расширения (1/К) при определяющей температуре: $\beta = 1/T_0$.

Таким образом, тепловое сопротивление при конвекционной теплопередаче от радиатора к воздуху определено.

Для расчета температуры стенки нефтепровода в качестве основы математических расчетов применялась методика ВНИИСПТнефть, отраженная в [53].

Для определения температуры стенки нефтепровода на произвольном расстоянии от начала нефтепровода необходимо воспользоваться выражениями (2.20)–(2.46). Исходными данными являются длина участка нефтепровода между пунктами подогрева нефти (ППН), начальная и конечная температура на участке нефтепровода, параметры нефтепровода, а также физико-химические свойства нефти.

Температура стенки нефтепровода определяется по формуле (2.20):

$$T_{\text{ст}} = \frac{T_{\text{В}} + \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \cdot T_{\text{нп}}}{1 + \frac{\alpha_1}{\alpha_2}}, \quad (2.20)$$

где α_1 – внутренний коэффициент теплопередачи нефтепровода, Вт/(м²·К);

α_2 – внешний коэффициент теплопередачи нефтепровода, Вт/(м²·К);

$T_{\text{В}}$ – температура воздуха, °С;

$T_{\text{нп}}$ – средняя температура потока нефти, °С, определяемая по формуле (2.21).

$$T_{\text{нп}} = T_{\text{В}} + \frac{T_{\text{нн}} - T_{\text{нк}}}{\ln \frac{T_{\text{нн}} - T_{\text{В}}}{T_{\text{нк}} - T_{\text{В}}}}, \quad (2.21)$$

где $T_{\text{нн}}$ – начальная температуры подогрева нефти, °С;

$T_{\text{нк}}$ – конечная температура нефти, °С.

По формуле (2.22) определяется критическая температура, при которой турбулентный режим течения изменяется на ламинарный.

$$T_{\text{кр}} = T_* + \frac{1}{u} \ln \frac{3,14 \cdot \nu_* \cdot d_{\text{т}} \cdot Re_{\text{кр}}}{4Q}, \quad (2.22)$$

где $T_{\text{кр}}$ – критическая температура, К;

T_* – температура, при которой известна кинематическая вязкость нефти ν_* ;

$Re_{\text{кр}}$ – критическое число Рейнольдса ($Re_{\text{кр}} = 2000$ для высоковязких нефтей);

Q – объемный расход нефти, м³/с;

$d_{\text{т}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

u – крутизна вискограммы, 1/К, которую можно определить по формуле (2.23).

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \quad (2.23)$$

где ν_1 , ν_2 – величины кинематической вязкости при абсолютных температурах T_1 и T_2 соответственно.

Если $T_{\text{нп}} > T_{\text{кр}} > T_{\text{нк}}$, то в трубопроводе присутствует ламинарный и турбулентный режимы.

Средняя температура потока для турбулентного участка определяется по формуле (2.24), а для ламинарного – по формуле (2.25).

$$T_{\text{нп(т)}} = 0,5(T_{\text{нп}} + T_{\text{кр}}), \quad (2.24)$$

$$T_{\text{нп(л)}} = 0,5(T_{\text{кр}} + T_{\text{нк}}), \quad (2.25)$$

Далее определяются внутренние коэффициенты теплоотдачи нефтепровода для турбулентного и ламинарного участков.

Для определения внутренних коэффициентов теплопередачи нефтепровода при вынужденном движении жидкости можно воспользоваться формулой Михеева для ламинарного режима (2.26), и при турбулентном режиме по формуле (2.27):

– при ламинарном режиме $Re_{\text{п}} \leq Re_{\text{кр}}$:

$$\alpha_1 = 0,17 \frac{\lambda_{\text{н}}}{d_{\text{т}}} Re_{\text{нп}}^{0,33} Pr_{\text{нп}}^{0,43} Gr_{\text{нп}}^{0,1} \left(\frac{Pr_{\text{нп}}}{Pr_{\text{ст}}} \right)^{0,25}, \quad (2.26)$$

– при турбулентном режиме $Re_{\text{п}} \geq 10^4$:

$$\alpha_1 = 0,21 \frac{\lambda_{\text{н}}}{d_{\text{т}}} Re_{\text{нп}}^{0,8} Pr_{\text{нп}}^{0,43} \left(\frac{Pr_{\text{нп}}}{Pr_{\text{ст}}} \right)^{0,25}, \quad (2.27)$$

где $\lambda_{\text{н}}$ – коэффициент теплопроводности нефти при $T_{\text{нп}}$, Вт/(м·К);

Gr – число Грасгофа, определяемое по формуле (2.28);

Pr – число Прандля, определяемое по формуле (2.29);

Re – число Рейнольдса, определяемое по формуле (2.34).

Индекс «нп» означает, что физические характеристики нефти для вычисления чисел Re , Pr , Gr выбираются при его средней температуре потока на участке; индекс «ст» означает, что все физические характеристики нефти для вычисления чисел Re , Pr , Gr выбираются при средней температуре стенки трубы на участке.

При выполнении расчетов применяется метод последовательных приближений – задается предполагаемое значение средней температуры стенки на участке, затем правильность выбора проверяется по уравнению теплового баланса (2.20).

$$Gr = \frac{9,81d^3 \cdot \beta_{\text{рн}}(T_{\text{нп}} - T_{\text{ст}})}{\nu_{\text{н}}^2}, \quad (2.28)$$

где $\beta_{\text{рн}}$ – коэффициент объемного расширения нефти, 1/К;

$T_{\text{нп}}$ – средняя температура потока нефти, °С, определяемая по формуле (2.24) для турбулентного участка и (2.25) для ламинарного участка;

$\nu_{\text{н}}$ – кинематическая вязкость нефти при $T_{\text{нп}}$, м²/с.

$$Pr = \frac{\nu_H \cdot C_{pH} \cdot \rho_H}{\lambda_H}, \quad (2.29)$$

где C_{pH} – удельная теплоемкость нефти при $T_{нп}$, Дж/(кг·К);

ρ_H – плотность нефти при $T_{нп}$, кг/м³.

Теплофизические характеристики ρ_H , C_{pH} , λ_H , ν_H для известной (произвольной) температуры T определяются по формулам Менделеева (2.30), Крето (2.31), Крето-Смита (2.32) и Рейнольдса-Филонова (2.33) соответственно.

$$\rho_H = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_{pH}(T - 293)}, \quad (2.30)$$

где ρ_{293} – плотность при 293 К.

$$C_{pH} = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T), \quad (2.31)$$

$$\lambda_H = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T), \quad (2.32)$$

$$\nu_H = \nu_* e^{-u(T-T_*)}, \quad (2.33)$$

где u – коэффициент крутизны вискограммы, 1/К;

ν_* – кинематическая вязкость при известной (произвольной) температуре T_* .

Число Рейнольдса определяется по формуле (2.34):

$$Re_{нп} = \frac{4Q}{3,14d_T \cdot \nu_H}, \quad (2.34)$$

В переходной области $Re_{кр} < Re_{нп} < 10^4$ внутренний коэффициент теплоотдачи можно определить интерполяцией по формуле (2.35).

$$\alpha_1 = \alpha_1(Re_{кр}) + [\alpha_1(10^4) - \alpha_1(Re_{кр})] \frac{Re_{нп} - Re_{кр}}{10^4 - Re_{кр}}, \quad (2.35)$$

Таким образом, внутренний коэффициент теплоотдачи считается определенным.

Для расчета внешнего коэффициента теплоотдачи подземного трубопровода применяют формулу Форхгеймера-Власова (2.36).

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_T}{D_T \cdot \ln \left(\frac{2H}{D_T} + \sqrt{\left(\frac{2H}{D_T} \right)^2 - 1} \right)}, \quad (2.36)$$

где λ_T – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/(м·К);

H – глубина заложения трубопровода в грунт до оси, м;

D_T – внешний диаметр трубопровода, м.

При малом заглублении трубопровода ($H/D_n < 3$) следует пользоваться формулой Аронса-Кутателадзе (2.37), учитывающей тепловое сопротивление на границе грунт-воздух, а также наличие снежного покрова.

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{\Gamma}}{D_T \cdot \ln \left[4 \left(\frac{H_{\Pi}}{D_T} + \frac{1}{Nu} \right) \right]}, \quad (2.37)$$

где Nu – число Нуссельта, определяемое по формуле 2.39;

H_{Π} – приведенная глубина укладки трубопровода, которая складывается из геометрической глубины заложения и эквивалентной глубины, определяемой по выражению (2.38).

$$H_{\text{э}} = H_{\text{сн}} \frac{\lambda_{\Gamma}}{\lambda_{\text{сн}}}, \quad (2.38)$$

где λ_{Γ} – эквивалентная глубина, м;

$H_{\text{сн}}$ – толщина снежного покрова, м;

$\lambda_{\text{сн}}$ – коэффициент теплопроводности снега (для свежеснежавшего снега 0,105 Вт/(м·К), для уплотненного 0,465 Вт/(м·К)).

$$Nu = \frac{\alpha_0 \cdot D_T}{\lambda_{\text{В}}}, \quad (2.39)$$

где α_0 – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта (снега) к воздуху, равный 12–18 Вт/(м²·К);

$\lambda_{\text{В}}$ – коэффициент теплопроводности воздуха, Вт/(м·К).

Для надземного трубопровода с теплоизоляцией коэффициент теплоотдачи на наружной поверхности определяется по формуле (2.40) [42].

$$\alpha_2 = 3,42 \frac{w^{0,6}}{(D_T + 2\delta_{\text{из}})^{0,4}}, \quad (2.40)$$

где $\delta_{\text{из}}$ – толщина изоляции, м;

w – скорость ветра, м/с.

Внешний коэффициент теплоотдачи считается также определенным.

Полный коэффициент теплопередачи для трубопроводов определяется из выражения (2.41).

$$\frac{1}{K \cdot d_T} = \frac{1}{\alpha_1 \cdot d_T} + \frac{1}{2\lambda_{\Gamma}} \ln \frac{D_T}{d_T} + \frac{1}{2\lambda_{\text{из}}} \ln \frac{D_{\text{из}}}{d_{\text{из}}} + \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_T}, \quad (2.41)$$

где K – полный коэффициент теплопередачи;

$\lambda_{\Gamma}, \lambda_{\text{из}}$ – теплопроводность материала трубопровода и изоляции соответственно, Вт/(м·К);

$D_{\text{из}}, d_{\text{из}}$ – наружный и внутренний диаметры изоляции, м.

Изменение температуры нефти по длине участка описывается разными формулами в зависимости от типа течения.

Для турбулентного участка изменение описывается формулой (2.42).

$$T_{\text{нп}}(x) = T_{\text{в}} + (T_{\text{нк}} - T_{\text{в}})e^{-\text{Шу}_T \frac{x}{L}}, \quad (2.42)$$

где x – расстояние от начала нефтепровода, м;

Шу_T – число Шухова для турбулентного участка;

L – расстояние между пунктами подогрева нефти, м.

Число Шухова при турбулентном режиме определяется по формуле (2.43).

$$\text{Шу}_T = \frac{3,14 \cdot K_T \cdot d_T \cdot L}{Q \cdot \rho_n \cdot C_{\text{рн}}}, \quad (2.43)$$

где K_T – полный коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме перекачки.

Для ламинарного участка изменение температуры нефти по длине нефтепровода описывается формулой (2.44).

$$T_{\text{нп}}(x) = T_{\text{в}} + (T_{\text{кр}} - T_{\text{в}})e^{-\text{Шу}_L \left(\frac{x}{L} - \frac{L_T}{L}\right)}, \quad (2.44)$$

где Шу_L – число Шухова для ламинарного участка;

L_T – длина турбулентного участка.

Число Шухова при ламинарном режиме определяется по формуле (2.45).

$$\text{Шу}_L = \frac{3,14 \cdot K_L \cdot d_T \cdot L}{Q \cdot \rho_n \cdot C_{\text{рн}}}, \quad (2.45)$$

Длина турбулентного участка определяется по формуле (2.46).

$$L_T = \frac{Q \cdot \rho_n \cdot C_{\text{рн}}}{3,14 K_T \cdot d_T} \ln \frac{T_{\text{нп}} - T_{\text{в}}}{T_{\text{кр}} - T_{\text{в}}}, \quad (2.46)$$

Таким образом, зная физико-химические свойства нефти, определив внешний и внутренний коэффициент теплоотдачи нефтепровода и температуру нефти на интересующем расстоянии от пункта подогрева нефти, по формуле (2.20) можно определить температуру стенки нефтепровода.

2.2 Электрическая математическая модель термоэлектрической установки

Коэффициент Зеебека, внутреннее электрическое сопротивление, тепловое сопротивление ТЭМ изменяются от температуры на горячей и холодной сторонах модуля.

Определение этих параметров при других значениях температур горячей и холодной сторон без конкретных данных об их температурной зависимости от производителя требует некоторых предположений и упрощений. Тем не менее, если предположить, что данные параметры относительно стабильны в интересующем диапазоне температур, можно использовать следующий подход для оценки этих значений при новых температурах.

1. Коэффициент Зеебека ТЭМ рассчитывается по формуле (2.47):

$$\alpha_{\text{ТЭМ}} = \frac{2V_{\text{ТЭМ(ном)}}}{\Delta T_{\text{ном}}}, \quad (2.47)$$

где $\alpha_{\text{ТЭМ}}$ – расчетный коэффициент Зеебека ТЭМ, В/К;

$V_{\text{ТЭМ(ном)}}$ – напряжение в точке максимальной мощности, В;

$\Delta T_{\text{ном}} = T_{\text{Г(ном)}} - T_{\text{Х(ном)}}$ – номинальная разность температур, для которой получено напряжение в точке максимальной мощности, °С.

2. Внутреннее электрическое сопротивление ТЭМ рассчитывается по формуле (2.48):

$$R_{\text{ТЭМ}} = \frac{V_{\text{ТЭМ(ном)}}^2}{P_{\text{ТЭМ(ном)}}}, \quad (2.48)$$

где $R_{\text{ТЭМ}}$ – внутреннее электрическое сопротивление ТЭМ, Ом;

$P_{\text{ТЭМ(ном)}}$ – мощность в точке максимальной мощности при номинальной разности температур, Вт.

Этот подход не учитывает возможное изменение эффективности модуля при новых температурных условиях и предполагает, что изменение коэффициента Зеебека, внутреннего электрического сопротивления и теплового сопротивления не является значительным в интересующем диапазоне температур. Для получения более точных результатов рекомендуется обратиться к производителю за дополнительными данными или использовать экспериментальные методы.

Расчетная мощность ТЭУ ($P_{\text{ТЭУ}}$) определяется по выражению (2.49) с учетом выражений (2.47), (2.48).

$$P_{\text{ТЭУ}} = N_{\text{ТЭМ}} \left(\frac{\alpha_{\text{ТЭУ}} \cdot \Delta T}{R_{\text{н}} + R_{\text{ТЭУ}}} \right)^2 \cdot R_{\text{н}}, \quad (2.49)$$

где ΔT – разность температур между горячей и холодной сторонами ТЭУ, °С;

$N_{\text{ТЭМ}}$ – суммарное количество ТЭМ в ТЭУ, шт., определяется по выражению (2.50);

$R_{\text{н}}$ – сопротивление нагрузки, Ом;

$R_{\text{ТЭУ}}$ – внутреннее сопротивление ТЭУ (Ом), определяется по выражению (2.51);

$\alpha_{\text{ТЭУ}}$ – коэффициент Зеебека ТЭУ (В/К), определяется по выражению (2.52).

$$N_{\text{ТЭМ}} = N_s \cdot N_p, \quad (2.50)$$

где N_s – количество последовательно соединенных ТЭМ в ТЭУ, шт.;

N_p – количество параллельно соединенных ТЭМ в ТЭУ, шт.

$$R_{\text{ТЭУ}} = \frac{N_s}{N_p} R_{\text{ТЭМ}}, \quad (2.51)$$

$$\alpha_{\text{ТЭУ}} = N_s \cdot \alpha_{\text{ТЭМ}}. \quad (2.52)$$

Для достижения максимальной мощности значение электрического сопротивления нагрузки должно быть равно значению внутреннего сопротивления генераторного модуля в условиях эксплуатации. Выбирая определенным образом параметр $m = R_H/R_{ТЭУ}$, можно изменять КПД, при этом будет изменяться электрическая мощность, которую можно получить от ТЭУ. Максимальную мощность ТЭУ можно получить при равенстве внешней и внутренней нагрузок ($m = 1$), а максимальный КПД достигается при $m \approx 1,3-1,4$ [59]. С учетом КПД DC/DC преобразователя максимальная мощность ТЭУ будет определяться по выражению (2.53):

$$P_{ТЭУ} = N_{ТЭМ} \frac{(\alpha_{ТЭУ} \cdot \Delta T)^2}{4R_{ТЭУ}} \cdot \eta. \quad (2.53)$$

2.3 Влияние расположения ПТМ нефтепровода на работу ТЭУ

Анализ зависимостей выходной мощности ТЭУ от климатических условий размещения ПТМ нефтепровода и удаленности ПТМ от ППН является важным элементом для оценки целесообразности внедрения ЭТК с ТЭУ. Изучение влияния температуры воздуха и температуры нефти на выходную мощность ТЭУ позволяет выявить наиболее эффективные условия эксплуатации ТЭУ.

На рисунке 2.2 представлена зависимость выходной мощности ТЭУ от удаленности ПТМ от пункта подогрева нефти. Оба графика показывают, что температуры воздуха и нефти оказывают значительное влияние на выходную мощность ТЭУ. С увеличением расстояния ПТМ от ППН происходит охлаждение нефти и, соответственно, выходная мощность ТЭУ снижается. При значительных отрицательных температурах и при высокой температуре нефти увеличивается влияние удаленности пункта телемеханики от пункта подогрева нефти.

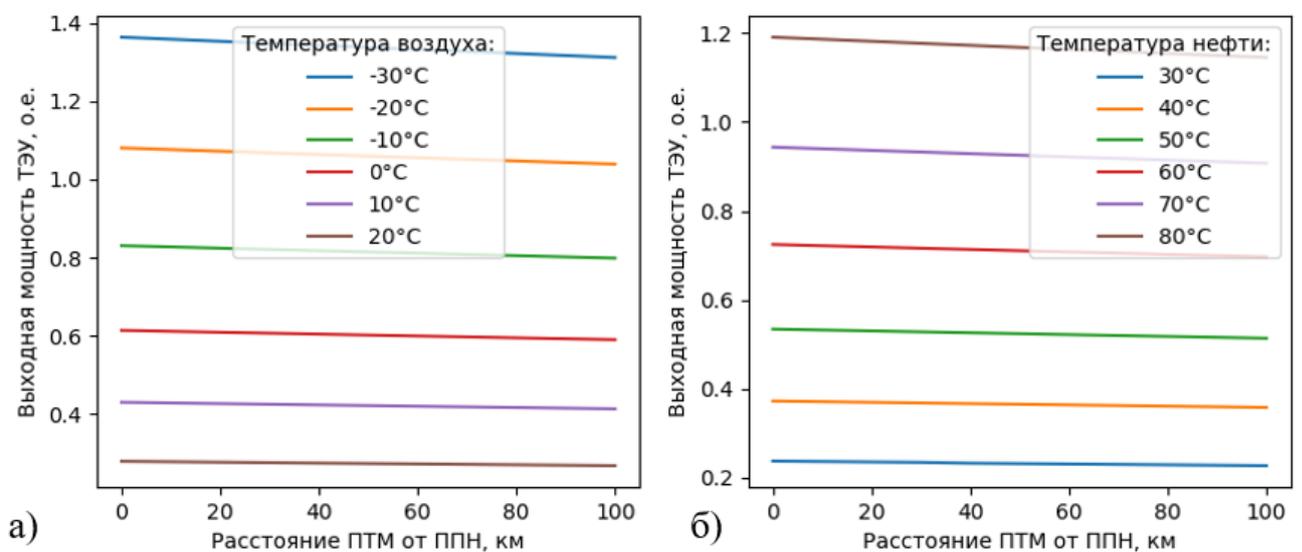


Рисунок 2.2 – Зависимость выходной мощности ТЭУ от удаленности ПТМ от пункта подогрева нефти: а) при изменении температуры воздуха; б) при изменении температуры нефти

По рисунку 2.3 можно оценить влияние скорости ветра и температуры нефти в определенном местоположении ПТМ. По данным графикам видно, что оба этих параметра оказывают существенное влияние на работу ТЭУ.

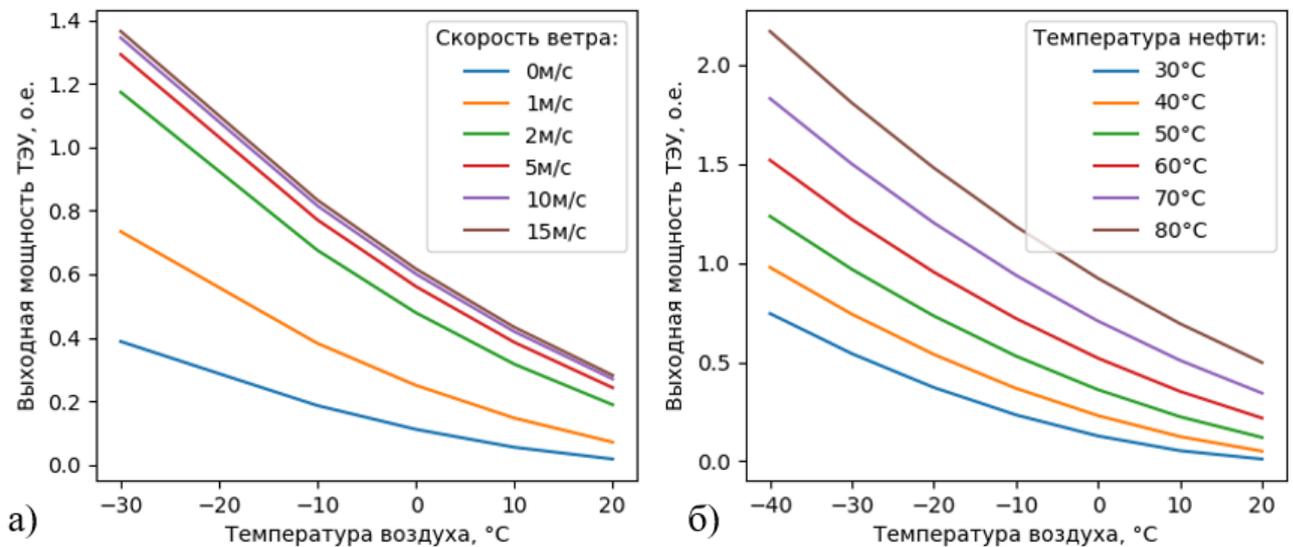


Рисунок 2.3 – Зависимость выходной мощности ТЭУ от температуры воздуха:
а) при изменении скорости ветра; б) при изменении температуры нефти

Наличие ветра увеличивает выходную мощность термоэлектрической установки. Чем ниже температура воздуха, тем выше влияние скорости ветра. Кроме того, с увеличением температуры воздуха влияние температуры нефти снижается.

Таким образом, наилучшими условиями для работы ТЭУ являются:

- наименьшая удаленность ПТМ от ППН;
- чем выше температура транспортируемой нефти, тем выше вырабатываемая мощность ТЭУ;
- высокая скорость ветра и низкая температура воздуха положительно влияют на величину выходной мощности ТЭУ.

Полученные зависимости стоит учитывать при проведении технико-экономического обоснования внедрения ЭТК для электроснабжения ПТМ.

2.4 Определение суммарной энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности

Для расчета величины вырабатываемой электроэнергии ФЭУ необходимо знать количество суммарной энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности, поступающей на ФЭП в составе ФЭУ.

При исследовании возобновляемых источников энергии, большое распространение получило использование проекта *NASA POWER* [161]. *NASA POWER* (*Prediction of Worldwide*

Energy Resources) это инструмент, который предоставляет глобальные климатические данные, полученные с помощью спутников и доступные для анализа. Инструмент используется для исследования, планирования и разработки энергетических проектов и для оценки возможности использования ВИЭ. Эти данные отвечают потребностям ученых, изучающих ВИЭ, и было доказано, что они достаточно точны, чтобы предоставлять согласованные солнечные и климатические данные для мест, где этих данных мало или они отсутствуют [177, 191].

Проектом *NASA POWER* предоставляется информация о суммарной энергетической освещенности солнечным излучением горизонтальной поверхности, температуры воздуха на высоте 2 метра и скорости ветра на высоте 10 метров с шагом дискретизации один час. Информация о энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности (углы наклонов поверхностей: 0°, Широта-15°, Широта, Широта+15°, 90°) представляется с шагом дискретизации один месяц.

Поскольку в *NASA POWER* недоступна информация об энергетической освещенности солнечным излучением произвольно наклонной поверхности с шагом дискретизации один час, то необходимо преобразовать данные суммарной энергетической освещенности солнечным излучением горизонтальной поверхности на наклонную поверхность на основе исходных данных, полученных из *NASA POWER* (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Описание исходных данных из проекта *NASA POWER*

Наименование параметра	Описание
<i>All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance</i> Шаг дискретизации: час, месяц	Суммарная энергетическая освещенность, падающая (прямая плюс рассеянная) в горизонтальной плоскости на поверхность земли при любых условиях неба.
<i>All Sky Insolation Clearness Index (K_t)</i> Шаг дискретизации: час	Индекс чистоты неба. Отношение инсоляции всего неба, к среднему значению общей солнечной радиации, падающей на верхнюю часть атмосферы.
<i>All Sky Surface Albedo</i> Шаг дискретизации: час	Коэффициент отражения поверхности земли по всему небу. Отношение солнечной энергии, отраженной поверхностью земли, к общему количеству падающей солнечной энергии, достигающей поверхности земли.
<i>Integrated Solar Zenith Angle</i> Шаг дискретизации: час	Угол между солнечными лучами и вертикальным направлением
<i>Top-Of-Atmosphere Shortwave Downward Irradiance (TOA)</i> Шаг дискретизации: месяц	Суммарная энергетическая освещенность, попадающая на горизонтальную плоскость в верхней части атмосферы.
<i>All Sky Surface Shortwave Diffuse Irradiance</i> Шаг дискретизации: месяц	Рассеянная диффузная составляющей суммарной энергетической освещенности, попадающая на поверхность земли в горизонтальной плоскости при любых условиях неба.

Двенадцать часов по местному солнечному времени (LST) – это момент нахождения Солнца в самой высокой точке неба. Это время обычно отличается от местного времени (LT), из-за искривленной орбиты Земли, часовых поясов и перехода на летнее/зимнее время. В качестве точки отсчета для определенного часового пояса используется меридиан местного стандартного времени ($LSTM$), который определяется по выражению (2.54):

$$LSTM = 15^\circ \cdot \Delta T_{UTC}, \quad (2.54)$$

где ΔT_{UTC} – разница между местным временем (LT) и универсальным синхронизированным временем (UTC) в часах.

Уравнение времени (EoT) учитывает тот факт, что орбита Земли и наклон ее оси не являются идеально круглыми или ориентированными в одном и том же направлении соответственно и определяется по выражению (2.55):

$$EoT = 9,87 \sin 2B - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B, \quad (2.55)$$

где $B = 360/365(d - 81)$, d – номер дня в году.

Поправочный коэффициент чистого времени (TC) (в минутах) используется для отображения изменения местного солнечного времени (LST), которое происходит в пределах определенного часового пояса при изменении долготы, а также включает указанный выше EoT . TC определяется по выражению (2.56):

$$TC = 4(Longitude - LSTM) + EoT, \quad (2.56)$$

где $Longitude$ – местная географическая долгота, град.

С учетом двух предыдущих поправок местное время (LT) может быть скорректировано для получения местного солнечного времени (LST) по выражению (2.57):

$$LST = LT + \frac{TC}{60}, \quad (2.57)$$

Часовой угол (HRA) используется для преобразования хода времени в меру положения Солнца на небе в градусах. В полдень, когда Солнце находится выше всего на небе, угол HRA всегда будет равняться 0° . Солнце движется по небу с угловой скоростью 15° в час. До полудня это приравнивается к отрицательному HRA , а после полудня HRA будет положительным. HRA определяется по выражению (2.58).

$$HRA = 15^\circ(LST - 12), \quad (2.58)$$

Наклон Земли относительно ее оси вращения приводит к изменению угла склонения, обозначаемого δ , с течением времени. Без этого наклона угол склонения оставался бы равным 0° . Однако, поскольку Земля наклонена на угол $23,45^\circ$, склонение может изменяться плюс или минус на эту величину. В дни весеннего и осеннего равноденствий склонение возвращается к 0° . Для вычисления угла склонения Солнца следует использовать формулу (2.59).

$$\delta = 23,45 \sin\left(\frac{360}{365}\right)(d + 284), \quad (2.59)$$

Угол подъема Солнца – это угловое измерение положения Солнца на небе относительно горизонта. Зенитный угол – это угол возвышения Солнца относительно вертикали. Для моделирования данный угол берется из базы данных *NASA POWER*. Таким образом, угол подъема Солнца и зенитный угол связаны выражением (2.60):

$$\alpha = 90^\circ - \zeta, \quad (2.60)$$

где ζ – зенитный угол Солнца.

Азимутальный угол, с которого солнечные лучи достигают Земли, изменяется в течение дня и зависит от широты (*Latitude*) и времени года и определяется по выражению (2.61). В солнечный полдень в северном полушарии Солнце находится на юге, а на южном полушарии – на севере.

$$\theta = \begin{cases} \cos^{-1} \left(\frac{\sin \delta \cdot \cos Latitude - \cos \delta \cdot \sin Latitude \cdot \cos HRA}{\cos \alpha} \right) & LST < 12 \\ & HRA < 0 \\ 360^\circ - \cos^{-1} \left(\frac{\sin \delta \cdot \cos Latitude - \cos \delta \cdot \sin Latitude \cdot \cos HRA}{\cos \alpha} \right) & LST \geq 12 \\ & HRA \geq 0 \end{cases} \quad (2.61)$$

Угол падения солнечных лучей на ФЭП определяется по выражению (2.62):

$$AOI = \cos^{-1}(\cos \zeta \cdot \cos \beta + \sin \zeta \cdot \sin \beta \cdot \cos(\theta - \phi)), \quad (2.62)$$

где β – угол наклона ФЭП;

ϕ – азимутный угол направления ФЭП.

Для определения суммарной часовой энергетической освещенности выбрана модель на основе изотропной модели Лю и Джордана [135]. Модель Лю и Джордана – одна из первых и наиболее простых моделей энергетической освещенности солнечным излучением, при этом данная модель признана одной из наиболее точных среди изотропных моделей суммарной энергетической солнечной освещенности наклонной поверхности [141]. Эта модель предполагает, что интенсивность рассеянной энергетической солнечной освещенности равномерно распределяется по всему небу и рассчитывается по выражению (2.63) [136]:

$$E = E_b + E_g + E_d, \quad (2.63)$$

где E_b – прямое нормальное солнечное излучение, скорректированное на угол падения, определяется по выражению (2.64);

E_g – отраженное от земли солнечное излучение, определяется по выражению (2.65);

E_d – рассеянное солнечное излучение, определяется по выражению (2.66).

$$E_b = DNI \cdot \cos(AOI), \quad (2.64)$$

где $DNI = (GHI - DHI)/\cos \zeta$ – прямое нормальное солнечное излучение.

$$E_g = 0,5 \cdot GHI \cdot \rho \cdot (1 - \cos \beta), \quad (2.65)$$

где GHI – глобальное горизонтальное солнечное излучение;

ρ – альbedo земной поверхности.

$$E_d = 0,5DHI \cdot (1 + \cos \beta), \quad (2.66)$$

где $DHI = K_d \cdot GHI$ – рассеянное солнечное излучение, падающее в горизонтальной плоскости на поверхность земли;

K_d – коэффициент диффузного пропускания.

Коэффициент диффузного пропускания (K_d) определяется как функция от индекса чистоты неба (K_t). Обычно коэффициент диффузного пропускания определяется эмпирически для каждого отдельно взятого географического района. Поскольку регрессионные модели коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба, разработанные для одного региона, могут не подходить для другого региона из-за различий в климатических условиях и характеристиках атмосферы. Это требует создания множества регионально адаптированных моделей.

2.5 Обоснование необходимости разработки методики определения коэффициента диффузного пропускания

Количество суммарной энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности зависит от индекса чистоты неба и коэффициента диффузного пропускания. Данные коэффициенты, как правило, определяются эмпирическим путем для каждого географического района. Существует высокая корреляция между индексом чистоты неба и коэффициентом диффузного пропускания, однако невозможно получить уникальную регрессирующую кривую для всех географических координат [74, 123].

Была рассмотрена научная литература по определению регрессионной зависимости между индексом чистоты неба и коэффициентом диффузного пропускания в часовых интервалах времени (таблица 2.2), по ключевым словам, «Solar Radiation» AND «Diffuse Ratio» AND «Clearness Index» AND «Hourly» в базе данных Scopus.

Таблица 2.2 – Модели определения коэффициента диффузного пропускания

Модель	Регрессионная зависимость	Местоположение	Широта
[159]	$\begin{cases} K_d = 1 - 0,249K_t & \text{при } K_t < 0,35 \\ K_d = 1,157 - 1,84K_t & \text{при } 0,35 \leq K_t \leq 0,75 \\ K_d = 0,177 & \text{при } K_t > 0,75 \end{cases}$	Канада	43.66° с.ш.
[94]	$\begin{cases} K_d = 1 - 0,099K_t & \text{при } K_t < 0,22 \\ K_d = 0,9511 - 1,16K_t + 4,388K_t^2 - & \text{при } 0,22 \leq K_t \leq 0,8 \\ -16,638K_t^3 + 12,336K_t^4 & \\ K_d = 0,165 & \text{при } K_t > 0,8 \end{cases}$	США	31°–42° с.ш.
[169]	$\begin{cases} K_d = 1,02 - 0,249K_t & \text{при } K_t < 0,3 \\ K_d = 1,45 - 1,67K_t & \text{при } 0,3 \leq K_t < 0,78 \\ K_d = 0,147K_t & \text{при } K_t \geq 0,75 \end{cases}$	Европа и Северная Америка	28°–60° с.ш.

Продолжение таблицы 2.2

Модель	Регрессионная зависимость	Местоположение	Широта
[104]	$\begin{cases} K_d = 0,915K_t & \text{при } K_t \leq 0,225 \\ K_d = 1,135 - 0,9422K_t - 0,3878K_t^2 & \text{при } 0,225 < K_t < 0,7 \\ K_d = 0,215K_t & \text{при } K_t \geq 0,775 \end{cases}$	Сингапур	1.29° с.ш.
[86]	$\begin{cases} K_d = 1,0086 - 0,178K_t & \text{при } K_t \leq 0,24 \\ K_d = 0,9686 - 1,1325K_t - 1,4183K_t^2 + & \text{при} \\ +10,1862K_t^3 + 8,3733K_t^4 & 0,24 < K_t < 0,8 \\ K_d = 0,197 & \text{при } K_t \geq 0,8 \end{cases}$	Индия	13° с.ш.
[79]	$K_d = 1/[1 + \exp(-5,0033 + 8,6025K_t)]$	Австралия	38.09° ю.ш.
[158]	$\begin{cases} K_d = 1 & \text{при } K_t \leq 0,17 \\ K_d = 0,97 - 0,8K_t - 3K_t^2 + & \text{при } 0,17 < K_t < 0,75 \\ +3,1K_t^3 + 5,2K_t^4 & \\ K_d = 0,17 & \text{при } K_t \geq 0,75 \end{cases}$	Бразилия	23.54° ю.ш.
[119]	$\begin{cases} K_d = 0,9995 - 0,05K_t - 2,4156K_t^2 + & \text{при } 0 \leq K_t \leq 0,78 \\ +1,4926K_t^3 & \\ K_d = 0,2 & \text{при } K_t > 0,78 \end{cases}$	Греция	37.97° с.ш.
[181]	$\begin{cases} K_d = 1 & \text{при } K_t \leq 0,17 \\ K_d = 0,90 - 1,1K_t - 4,5K_t^2 + & \text{при } 0,17 < K_t < 0,75 \\ +0,01K_t^3 + 3,14K_t^4 & \\ K_d = 0,17 & \text{при } K_t \geq 0,75 \end{cases}$	Греция	37,97° с.ш.
[74]	$\begin{aligned} K_d &= 0,8636 - 0,9291K_t - 0,4623K_t^2 && \text{для } 13 \dots 20^\circ \text{ с. ш.} \\ K_d &= 1,0815 - 1,8386K_t - 0,994K_t^2 && \text{для } 20 \dots 42^\circ \text{ с. ш.} \\ K_d &= 0,9502 - 1,185K_t - 0,8896K_t^2 && \text{для } 50 \dots 58^\circ \text{ с. ш.} \end{aligned}$	Европа и Азия	13°–58° с.ш.
[80]	$K_d = 0,9888 + 0,3950K_t - 3,7003K_t^2 + 2,2905K_t^3$	Европа	37°–59° с.ш.
[148]	$K_d = 0,95 - 1,185K_t - 0,89K_t^2$	Великобритания	51.42° с.ш.

На основании критического анализа обзора литературы, можно сделать выводы:

1) количество работ, посвященных определению и уточнению регрессионных зависимостей для определения рассеянного солнечного излучения велико;

2) большинство регрессионных зависимостей устанавливается на основе эмпирических исследований, но есть также зависимости, которые были установлены путем аналитических исследований, в том числе зависимости, которые были получены с использованием данных веб-сайта *NASA POWER* [149];

3) для России и российских широт (41° с.ш. – 80° с.ш.), количество работ, посвященных определению регрессионных зависимостей для определения рассеянного солнечного излучения, а также работ для определения суммарного солнечного излучения, приходящего на наклонные

поверхности мало. При этом в России всего около двух десятков метеостанций, способных производить гелиометрические наблюдения.

Для определения рассеянной диффузной составляющей разработана методика [68] определения зависимости коэффициента диффузного пропускания (K_d) от индекса чистоты неба (K_t), основанная на построении регрессионной зависимости $K_d = f(K_t)$ на основании статистических данных *NASA POWER* о суммарной энергетической освещенности солнечным излучением горизонтальной поверхности (GHI), общем внеземном солнечном излучении (TOA) и рассеянной составляющей энергетической освещенности солнечным излучением (DHI). Предлагается определить коэффициент диффузного пропускания, как функцию от индекса чистоты неба на основании статистических данных *NASA POWER*.

Из базы данных *NASA POWER* извлекаются следующие параметры с шагом дискретизации месяц:

- глобальное горизонтальное солнечное излучение (GHI);
- общее (прямое плюс рассеянное) внеземное солнечное излучение, падающее на горизонтальную плоскость (TOA);
- рассеянное солнечное излучение (DHI).

Значения K_t и K_d рассчитываются для среднемесячных значений GHI , TOA и DHI по каждому году с 2001 по 2021 года, согласно выражениям (2.64), (2.65):

$$K_t = \frac{GHI}{TOA}, \quad (2.64)$$

$$K_d = \frac{DHI}{GHI} \quad (2.65)$$

Таким образом получается 252 точки, характеризующих зависимость коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба за период с 2001 по 2021 год. На основе полученных точек строится регрессионная зависимость.

Для обоснования необходимости разработки методики определения коэффициента диффузного пропускания математическая модель, полученная по разрабатываемой методике, сравнивается с моделями, предлагаемыми другими авторами, которые представлены в таблице 2.3.

При сравнении используются следующие обозначения:

- «Модель 1» модель, полученная по разработанной автором методике;
- «Модель 2», описанная в [159];
- «Модель 3», описанная в [94];
- «Модель 4», описанная в [169];
- «Модель 5», описанная в [104];
- «Модель 6», описанная в [86];

- «Модель 7», описанная в [79];
- «Модель 8», описанная в [158];
- «Модель 9», описанная в [119];
- «Модель 10», описанная в [181];
- «Модель 11», описанная в [74];
- «Модель 12», описанная в [80];
- «Модель 13», описанная в [148].

При сравнении моделей угол наклона ФЭП задается равным широте местности, для которой производится сравнение.

Оценка и сравнение моделей производилась для четырех географических координат, представленных ранее в главе 1: г. Нефтеюганск (61.1 с.ш., 72.6 в.д.), г. Губкинский (64.43 с.ш., 76.50 в.д.), п. Новозаполярный (66.74 с.ш., 79.52 в.д.), Ванкорское нефтегазовое месторождение (67.80 с.ш., 83.55 в.д.).

Для данных координат были получены регрессионные зависимости коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба (рисунок 2.4).

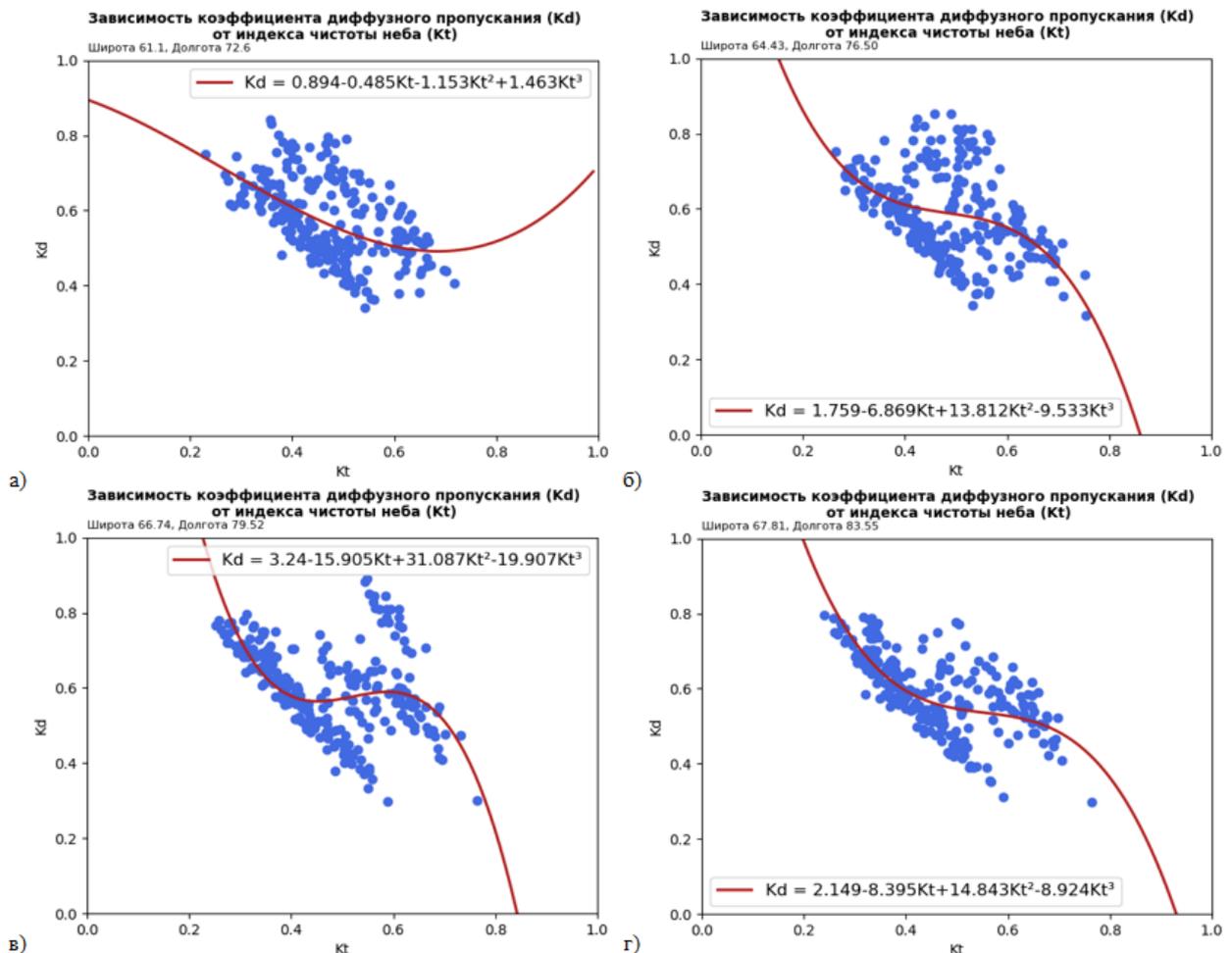


Рисунок 2.4 – Зависимость коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба для: а) г. Нефтеюганск; б) г. Губкинский; в) п. Новозаполярный; г) Ванкорское нефтегазовое месторождение

Метрики ошибок рассматриваемых моделей представлены в таблицах 2.3–2.6.

Таблица 2.3 – Сравнение метрик ошибок для г. Нефтеюганск

Название модели	<i>MBE</i> , Вт/м ²	<i>nMBE</i> , %	<i>MABE</i> , Вт/м ²	<i>nMABE</i> , %	<i>RMSE</i> , Вт/м ²	<i>nRMSE</i> , %	<i>R2</i>
Модель №1	-24,35	-18,69	29,51	22,65	32,79	25,17	0,76
Модель №2	-0,17	-0,13	18,57	14,26	23,72	18,21	0,87
Модель №3	26,36	20,23	28,77	22,08	37,80	29,01	0,68
Модель №4	-24,74	-18,99	27,40	21,03	30,06	23,07	0,79
Модель №5	-20,09	-15,42	24,85	19,07	28,27	21,70	0,82
Модель №6	54,62	41,92	70,00	53,73	93,92	72,09	-1
Модель №7	-26,19	-20,1	27,79	21,33	30,83	23,67	0,78
Модель №8	-26,48	-20,32	30,98	23,78	35,28	27,08	0,72
Модель №9	-21,48	-16,49	26,40	20,27	29,02	22,27	0,81
Модель №10	97,47	74,82	97,47	74,82	101,81	78,15	-1,35
Модель №11	23,18	17,79	29,44	22,60	35,78	27,47	0,71
Модель №12	-20,05	-15,39	25,21	19,35	27,59	21,18	0,83
Модель №13	23,21	17,82	29,46	22,61	35,81	27,49	0,71

Таблица 2.4 – Сравнение метрик ошибок для г. Губкинский

Название модели	<i>MBE</i> , Вт/м ²	<i>nMBE</i> , %	<i>MABE</i> , Вт/м ²	<i>nMABE</i> , %	<i>RMSE</i> , Вт/м ²	<i>nRMSE</i> , %	<i>R2</i>
Модель №1	-7,59	-5,96	14,92	11,71	16,75	13,15	0,95
Модель №2	21,92	17,21	23,2	18,22	31,5	24,73	0,82
Модель №3	55,88	43,87	55,88	43,87	67,56	53,04	0,19
Модель №4	-6,11	-4,8	12,35	9,7	14,45	11,34	0,96
Модель №5	-1,8	-1,42	10,72	8,42	12,67	9,95	0,97
Модель №6	82,7	64,94	95,44	74,93	137,12	107,66	-2,34
Модель №7	-7,83	-6,15	12,43	9,76	14,62	11,48	0,96
Модель №8	-10,62	-8,34	15,85	12,44	18,84	14,79	0,94
Модель №9	-3,23	-2,54	12,08	9,48	14	10,99	0,97
Модель №10	128,46	100,86	128,46	100,86	137,35	107,84	-2,35
Модель №11	51,12	40,14	51,12	40,14	60,53	47,53	0,35
Модель №12	-1,1	-0,87	11,9	9,34	14,06	11,04	0,96
Модель №13	51,17	40,17	51,17	40,17	60,58	47,56	0,35

Таблица 2.5 – Сравнение метрик ошибок для п. Новозаполярный

Название модели	<i>MBE</i> , Вт/м ²	<i>nMBE</i> , %	<i>MABE</i> , Вт/м ²	<i>nMABE</i> , %	<i>RMSE</i> , Вт/м ²	<i>nRMSE</i> , %	<i>R2</i>
Модель №1	-3,82	-3,09	4,99	4,03	5,68	4,59	0,99
Модель №2	22,39	18,09	22,80	18,42	31,96	25,82	0,83
Модель №3	57,52	46,47	57,52	46,47	77,00	62,20	0,00
Модель №4	-2,77	-2,24	10,67	8,62	11,90	9,61	0,98
Модель №5	1,85	1,50	8,07	6,52	9,59	7,75	0,98
Модель №6	93,27	75,35	108,65	87,77	152,96	123,57	-2,95
Модель №7	-4,14	-3,34	10,70	8,65	12,07	9,75	0,98
Модель №8	-5,33	-4,31	6,05	4,89	7,97	6,44	0,99
Модель №9	0,20	0,16	8,39	6,78	9,56	7,72	0,98
Модель №10	124,47	100,56	124,47	100,56	141,49	114,3	-2,38
Модель №11	53,35	43,10	53,35	43,10	69,09	55,81	0,19
Модель №12	2,15	1,74	9,95	8,04	12,40	10,02	0,97
Модель №13	53,39	43,13	53,39	43,13	69,14	55,85	0,19

Таблица 2.6 – Сравнение метрик ошибок для Ванкорского нефтегазового месторождения

Название модели	<i>MBE</i> , Вт/м ²	<i>nMBE</i> , %	<i>MABE</i> , Вт/м ²	<i>nMABE</i> , %	<i>RMSE</i> , Вт/м ²	<i>nRMSE</i> , %	<i>R2</i>
Модель №1	0,89	0,75	3,41	2,87	4,25	3,57	1,00
Модель №2	27,34	22,99	27,34	22,99	35,97	30,23	0,81
Модель №3	64,70	54,39	64,70	54,39	85,13	71,56	-0,07
Модель №4	2,66	2,24	9,70	8,15	13,20	11,10	0,97
Модель №5	7,36	6,18	7,81	6,56	12,53	10,53	0,98
Модель №6	92,65	77,89	104,02	87,44	151,41	127,27	-2,38
Модель №7	1,36	1,14	10,03	8,43	12,77	10,73	0,98
Модель №8	-0,22	-0,19	4,68	3,94	5,52	4,64	1,00
Модель №9	5,41	4,54	6,98	5,87	11,62	9,77	0,98
Модель №10	127,00	106,76	127,00	106,76	144,50	121,46	-2,08
Модель №11	60,47	50,83	60,47	50,83	77,14	64,84	0,12
Модель №12	7,56	6,35	8,96	7,53	15,31	12,87	0,97
Модель №13	60,51	50,87	60,51	50,87	77,19	64,88	0,12

Для оценки точности моделей, полученных по разработанной автором методике, были рассчитаны метрики ошибок, включающие среднюю ошибку смещения (*MBE* – mean bias error),

среднюю абсолютную ошибку смещения (*MABE* – mean absolute bias error), среднеквадратичную ошибку (*RMSE* – root mean square error), а также коэффициент детерминации *R*².

Нормализованные значения *nMBE*, *nMABE*, и *nRMSE* используются для унификации и стандартизации оценки ошибок между различными моделями, экспериментами или наборами данных. Нормализация позволяет сравнивать эффективность и точность моделей в различных масштабах и условиях, делая оценку более объективной и справедливой, особенно когда абсолютные величины измерений могут существенно различаться.

MBE измеряет среднюю разницу между полученными значениями в результате моделирования и измеренными значениями. *MBE* может иметь как положительное, так и отрицательное значения, что указывает на систематическую ошибку моделирования в одну или другую сторону. *MBE* может показать, есть ли систематическая ошибка в моделировании, но не информирует о величине этих ошибок. *MBE* определяется по выражению (2.66), нормализованное значение по выражению (2.67).

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i), \quad (2.66)$$

$$nMBE = \frac{MBE}{\bar{x}} \cdot 100\%, \quad (2.67)$$

где *N* – количество измерений;

y_i – моделируемые значения;

x_i – измеренные значения;

\bar{x} – среднее измеренное значение.

MABE аналогична средней ошибке смещения, но применяется абсолютное значение разницы между моделируемыми и измеряемыми значениями, что делает метрику нечувствительной к направлению ошибки. Это обеспечивает оценку *MBE* без учета ее знака. *MABE* предоставляет информацию о средней абсолютной ошибке, игнорируя ее направление, что делает ее полезной для оценки общей точности без учета систематического смещения. *MABE* определяется по выражению (2.68), нормализованное значение по выражению (2.69).

$$MABE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_i - x_i|, \quad (2.68)$$

$$nMABE = \frac{MABE}{\bar{x}} \cdot 100\%, \quad (2.69)$$

RMSE дает оценку разброса ошибок, возводя разницу между моделируемыми и измеряемыми значениями в квадрат, что делает больший акцент на больших ошибках. *RMSE* измеряет среднеквадратичное значение всех ошибок, включая как систематическую, так и случайную ошибку. Это дает общее представление о размере ошибок моделирования, сильно

реагируя на большие отклонения. $RMSE$ определяется по выражению (2.70), нормализованное значение по выражению (2.71).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}, \quad (2.70)$$

$$nRMSE = \frac{RMSE}{\bar{x}} \cdot 100\%, \quad (2.71)$$

R^2 (R-squared или коэффициент детерминации) – это статистическая мера, отражающая долю вариации зависимой переменной, объясняемой независимыми переменными в регрессионной модели. В отличие от MBE , $MABE$ и $RMSE$, которые напрямую измеряют ошибку между моделируемыми и измеряемыми значениями, R^2 позволяет оценить, насколько хорошо модель подходит для данных в целом. Значение R^2 близкое к 1 указывает на высокую объяснительную способность модели, в то время как значение ближе к 0 указывает на недостаточную способность модели объяснять вариации данных. Модель с коэффициентом детерминации выше 0,8 можно считать хорошей, а модели с коэффициентов детерминации выше 0,5 – приемлемыми. Определяется по выражению (2.72).

$$R^2 = 1 - \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - y_i)^2}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}. \quad (2.72)$$

Использование R^2 в сочетании с другими метриками дает более полное понимание качества и точности моделирования, включая как точность предсказаний, так и способность модели объяснять изменчивость наблюдаемых данных.

На хорошие результаты модели указывают нормализованные значения метрик ошибок $nMBE$, $nMABE$ в пределах $\pm 10\%$ и $nRMSE < 20\%$ [65]. Модель с коэффициентом детерминации выше 0,8 можно считать хорошей, а модели с коэффициентом детерминации выше 0,5 – приемлемыми.

Модель для расчета коэффициента диффузного пропускания, полученная по разработанной методике, показывает хорошие результаты, если вышеуказанные метрики ошибок имеют как можно более низкие значения [101].

Сравнение моделей регрессионной зависимости коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба, полученные по разработанной методике, с моделями других авторов показывает, что предлагаемая методика показывает хорошие результаты при моделировании. Лучшим образом методика показывает себя в широтах, для которых нет эмпирически установленной зависимости. Однако, если имеется эмпирически установленная зависимость $K_d = f(K_t)$, то предпочтительно ее использование.

2.6 Влияние на суммарную энергетическую освещенность солнечным излучением угла наклона фотоэлектрических панелей

Угол наклона ФЭП оказывает существенное влияние на работу ФЭУ. Среднемесячное значение суммарной энергетической освещенности солнечным излучением в зависимости от угла наклона ФЭП, полученное по расчетам согласно разделу 2.4, представлено на рисунке 2.5. Для получения максимальной мощности от ФЭП, её наклон необходимо изменять в течение года. Например, для территории, на которой располагается Ванкорское нефтегазовое месторождение, наклон ФЭП должен изменяться от 15° до 89° . Однако, для автономного ЭТК это не представляется возможным.

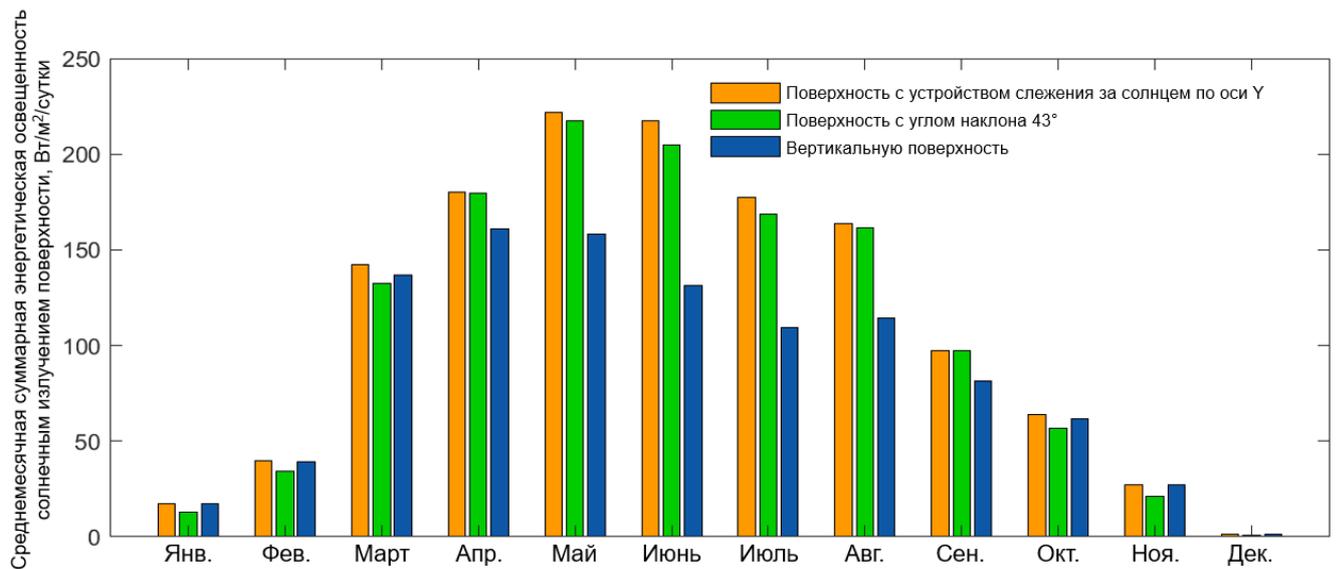


Рисунок 2.5 – Среднемесячное количество солнечного излучения на наклонную поверхность

Применение устройств слежения за положением солнца для ФЭП в условиях холодного климата затруднительно и снижает автономность всего ЭТК. Другим вариантом является установка ФЭП с углом наклона, при котором в течение года на поверхность поступит максимальное количество солнечного излучения. Для вышеуказанной территории этот угол наклона составляет 43° . Однако при данном наклоне в снежный период (для данной местности период с середины октября по середину мая) снежный покров не будет сходить самостоятельно, что приведет к неработоспособности ФЭУ в указанный период.

Для исключения налипания снежного покрова предлагается ФЭП располагать вертикально. Это снижает количество приходящего солнечного излучения с апреля по октябрь в среднем на 42% (в абсолютных величинах $48 \text{ Вт/м}^2/\text{сутки}$). При этом в период с середины ноября по март увеличивается количество приходящего солнечного излучения в среднем на 27% (в абсолютных величинах $5 \text{ Вт/м}^2/\text{сутки}$). За год среднее снижение приходящего солнечного излучения составляет 25%.

2.7 Математическая модель фотоэлектрической установки

Выходная мощность ФЭУ ($P_{\text{ФЭУ}}$) определяется по методике, предложенной [116] с учетом предложений [155] по выражению (2.73):

$$P_{\text{ФЭУ}} = \frac{I_{\text{MPP}} V_{\text{MPP}} T_{\text{ref}}}{I_{\text{SC}} V_{\text{OC}} E_{\text{ref}}} \cdot \frac{(I_{\text{SC}} + K_I(T_{\text{PV}} - T_{\text{ref}}))(V_{\text{OC}} + K_V(T_{\text{PV}} - T_{\text{ref}}))}{\ln(10^6 E_{\text{ref}})} \cdot \frac{E \ln(10^6 E)}{T_{\text{PV}}} N_{\text{PV}} \eta, \quad (2.73)$$

где I_{MPP} , V_{MPP} – паспортные значения тока и напряжения в точке максимальной мощности (МРР) при стандартных условиях;

I_{SC} , V_{OC} – паспортные значения тока короткого замыкания и напряжения холостого хода при стандартных условиях;

T_{ref} , E_{ref} – значения температуры и освещенности при стандартных условиях (в большинстве случаев 25°C и 1000 Вт/м^2 соответственно);

K_I , K_V – паспортные значения температурных коэффициентов тока короткого замыкания и напряжения холостого хода;

T_{PV} , E – уровень температуры фотоэлектрической установки и солнечного излучения в моделируемый момент времени;

N_{PV} – количество ФЭП в ФЭУ;

η – КПД DC/DC преобразователя.

Температура ФЭП в составе ФЭУ в моделируемый момент времени зависит от климатических условий (средней скорости ветра, величины солнечного излучения и температуры окружающей среды) и определяется по методике [125] по выражению (2.74).

$$T_{\text{PV}} = E \cdot (e^{a+b \cdot WS}) + T_a + \frac{E}{E_{\text{ref}}} \cdot \Delta T_{\text{cm}}, \quad (2.74)$$

где ΔT_{cm} – разница температур между ячейкой ФЭП и задней поверхностью ФЭП при уровне освещенности 1000 Вт/м^2 , при отсутствии информации, может быть принято равной 3°C ;

WS – скорость ветра, м/с;

T_a – температура воздуха;

$a = -3,57$ – эмпирически определенный коэффициент, устанавливающий верхний предел температуры ФЭП при низких скоростях ветра и высокой солнечной освещенности;

$b = -0,0594$ – эмпирически определенный коэффициент, определяющий скорость падения температуры ФЭП при увеличении скорости ветра.

2.8 Математическая модель аккумуляторной батареи

Для обеспечения бесперебойного электроснабжения ПТМ нефтепровода АБ в составе ЭТК с ФЭУ и ТЭУ работает в буферном режиме, известном также как режим поддержания

заряда. Это необходимо для того, чтобы при недостаточной выходной мощности от источников питания переход на резервное питание от АБ происходил мгновенно, без временной задержки.

В буферном режиме, который составляет основную часть времени эксплуатации АБ в системах бесперебойного электроснабжения АБ поддерживается в состоянии полного заряда.

Емкость АБ на каждом шаге моделирования рассчитывается по выражению (2.75) [61]:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \frac{P_B(t)}{C_n} n_B \cdot 100, \quad (2.75)$$

где $SOC(t)$ – емкость накопителя электроэнергии в момент времени t ;

n_B – КПД накопителя электроэнергии, в режиме заряда в примерно равняется 80%, в режиме разряда примерно равняется 100% [129];

C_n – номинальная емкость АБ, Вт·ч;

$P_B(t)$ – разность между суммарной мощностью источников питания $P_{ФЭУ}$, $P_{ТЭУ}$ и мощностью нагрузки $P_{НАГР}$ в момент времени t .

По условиям работы объектов ПТМ они должны обеспечиваться электрической энергией 100% времени работы автономного ЭТК. Алгоритм работы автономного ЭТК в каждый момент времени представлен на рисунке 2.6.

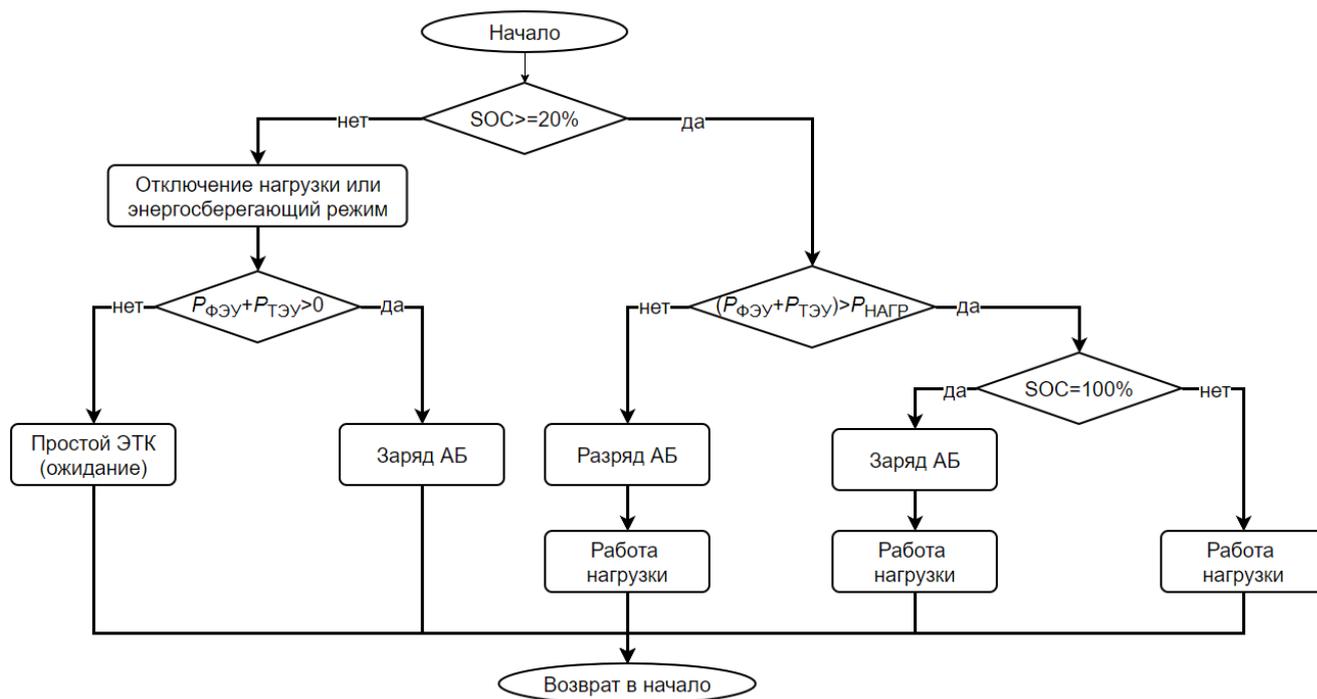


Рисунок 2.6 – Алгоритм работы автономного электротехнического комплекса

При снижении уровня заряда АБ ниже 20% происходит отключение нагрузки для исключения глубокого разряда АБ или переход нагрузки в энергосберегающий режим (режим гибернации).

2.9 Имитационное моделирование работы автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ

В данном разделе расчеты и моделирование в качестве примера проводились для условного расположения ПТМ в районе Ванкорского нефтегазового месторождения (Россия, Красноярский край) для географических координат 67.80° с.ш., 83.55° в.д. Аналогичные расчеты также могут быть произведены для любых регионов и координат.

На основании рассмотренных выше методик были сформированы временные ряды климатических данных. На рисунке 2.7а показано изменение количества суммарной энергетической освещенности солнечным излучением вертикальной поверхности. Стоит отметить, что в период с 8 декабря по 4 января на данной территории полярная ночь. Также на данном рисунке показано изменение скорости ветра на высоте 10 м (рисунок 2.7б) и температуры воздуха на высоте 2 м (рисунок 2.7в).

Моделирование ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ при работе на нагрузку сводится к решению уравнения баланса электрической мощностей [12].

В качестве климатических данных, выгружаемых из базы данных *NASA POWER* для данных географических координат, был выбран 2020 год, так как этот год за весь период с доступными климатическими данными с 2001 по 2022 года оказался с наихудшими условиями для ТЭУ (год с наибольшей среднегодовой температурой воздуха) и ФЭУ (год с наименьшей годовой суммарной энергетической освещенностью горизонтальной поверхности).

Для расчета разности температур между сторонами ТЭУ и, соответственно, расчета выходной мощности ТЭУ для заданных параметров нефтепровода (таблица 2.7) и параметров транспортируемой нефти (таблица 2.8) согласно математическим зависимостям, представленным в разделе 2.1 были проведены расчеты и получены временные ряды изменения температуры внешней стенки нефтепровода (рисунок 2.7в).

Таблица 2.7 – Заданные параметры нефтепровода для моделирования

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Тип нефтепровода	–	Надземный
Внешний диаметр трубопровода	м	0,426
Длина участка нефтепровода (расстояние между пунктами подогрева нефти по трассе нефтепровода)	км	100
Расстояние от начала участка нефтепровода до ПТМ	км	10
Объемный расход нефтепродукта	м ³ /с	0,14
Толщина стенки нефтепровода	мм	7
Коэффициент теплопроводности стенки нефтепровода	Вт/(м·К)	58,15
Толщина изоляционного слоя	мм	66
Коэффициент теплопроводности изоляции	Вт/(м·К)	0,028

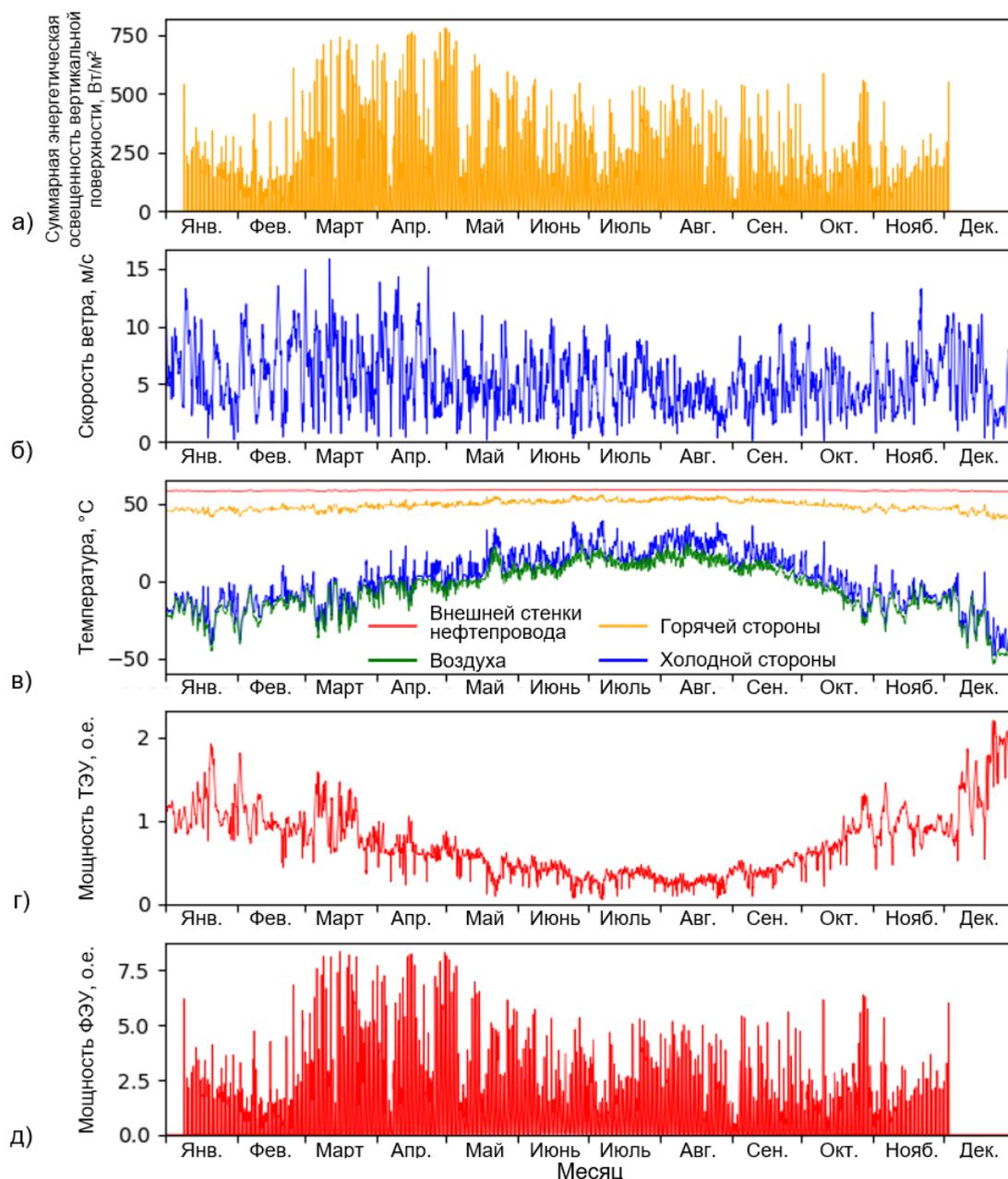


Рисунок 2.7 – Изменение в течение года с шагом дискретизации один час:

- а) суммарной энергетической освещенности солнечным излучением вертикальной поверхности;
 б) скорости ветра; в) температур внешней стенки нефтепровода, воздуха, сторон ТЭУ;
 г) выходной мощности ТЭУ; д) выходной мощности ФЭУ

Таблица 2.8 – Заданные параметры транспортируемой нефти для моделирования

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Температура нефти в начале участка	К	333
Температура нефти в конце участка	К	317
Плотность нефти при 293К	кг/м ³	910
Кинематическая вязкость нефти	м ² /с	0,0069
Температура, при которой известна кинематическая вязкость	К	283
Крутизна вискограммы, 1/К	1/К	0,08
Критическое число Рейнольдса	—	2000

Результаты расчетов выходной мощности ТЭУ (рисунок 2.7г) и ФЭУ (рисунок 2.7д) представлены в базисных единицах. За базисное значение мощности принято значение мощности электрической нагрузки 50 Вт при напряжении 24 В.

Обзор параметров ТЭМ в составе ТЭУ и ФЭП в составе ФЭУ, а также обоснование выбора параметров ТЭМ и ФЭП для проведения моделирования рассмотрено в разделах 3.1 и 3.2.

Расчет производился для ТЭУ, состоящим из 96 последовательно-параллельно соединенных ТЭМ, параметры которых представлены в таблице 3.3. КПД DC/DC преобразователя принято 90%. Изменение температур сторон ТЭУ представлено на рисунке 2.7в. Номинальная мощность такой ТЭУ составляет 3,2 о.е. (160 Вт) при приведенной разности температур $\Delta T = 100^\circ\text{C}$. Обоснование приведения номинальной мощности ТЭУ к значению при $\Delta T = 100^\circ\text{C}$ представлено в разделе 3.1.

Расчет производился для ФЭУ, с номинальными параметрами ФЭП, представленными в таблице 3.4. КПД DC/DC преобразователя принято 90%. Номинальная мощность такой ФЭУ составляет 11,5 о.е. (575 Вт) при СУИ.

Для вышеуказанной комбинации установленных мощностей ТЭУ и ФЭУ минимальная емкость АБ должна быть не менее 19,2 о.е. (960 Вт·ч).

Для данного соотношения номинальных параметров источников питания и емкости АБ были построены диаграммы (тепловые карты) изменения выходной электрической мощности ТЭУ (рисунок 2.8а), ФЭУ (рисунок 2.8б), а также изменения уровня заряда АБ (рисунок 2.8в) в течение года и времени суток.

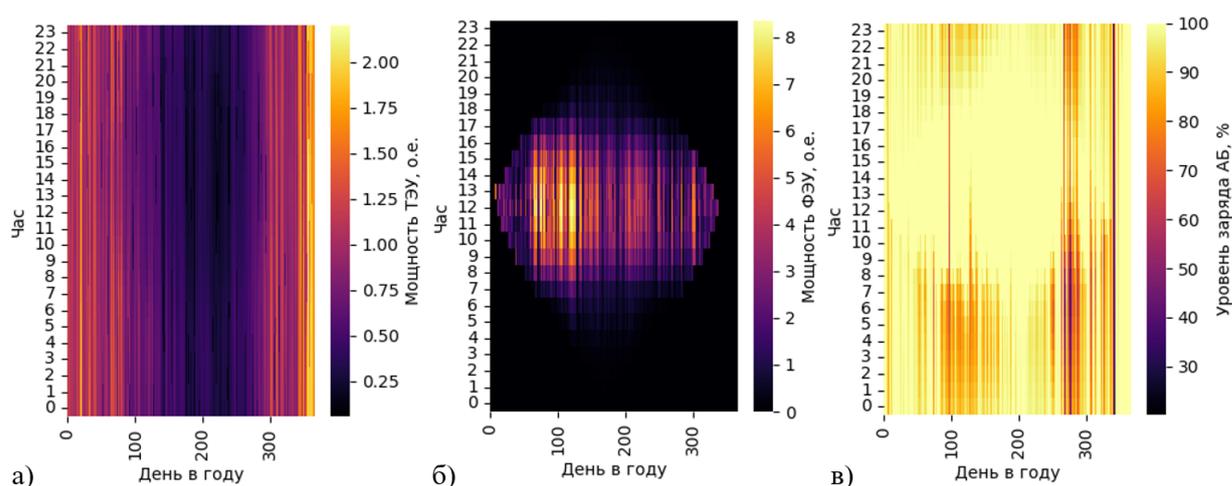


Рисунок 2.8 – Изменение: а) выходной мощности ТЭУ; б) выходной мощности ФЭУ; в) уровня заряда АБ

Полученные диаграммы наглядно показывают вклад каждого источника питания в течение календарного года и времени суток.

Выбранное в качестве примера соотношение номинальных параметров мощностей источников питания и АБ обосновывается тем, что оно является оптимальным по критерию нормированной стоимости электроэнергии (см. раздел 4.4).

Аналогичным образом расчеты могут быть выполнены для других координат, мощности электрической нагрузки, условий размещения ПТМ, параметров транспортируемой нефти, параметров ТЭУ, ФЭУ, а также углов наклона ФЭП в составе ФЭУ.

2.10 Разработка имитационного лабораторного стенда рассматриваемого электротехнического комплекса

Цель разработки имитационного лабораторного стенда заключается в изучении характеристик и принципов работы ФЭУ и ТЭУ в составе ЭТК, а также анализа эффективности преобразования тепловой энергии в электрическую при малых значениях перепадов температур и возможности интеграции ТЭУ в автономные ЭТК с ФЭУ.

Имитационный лабораторный стенд представляет собой комплексное устройство, объединяющее в себе ФЭУ, ТЭУ и АБ для демонстрации принципов работы и исследования характеристик ЭТК. Стенд оснащен системой мониторинга, позволяющей проводить измерения и анализ получаемых данных в реальном времени. Структурная схема стенда представлена на рисунке 2.9.

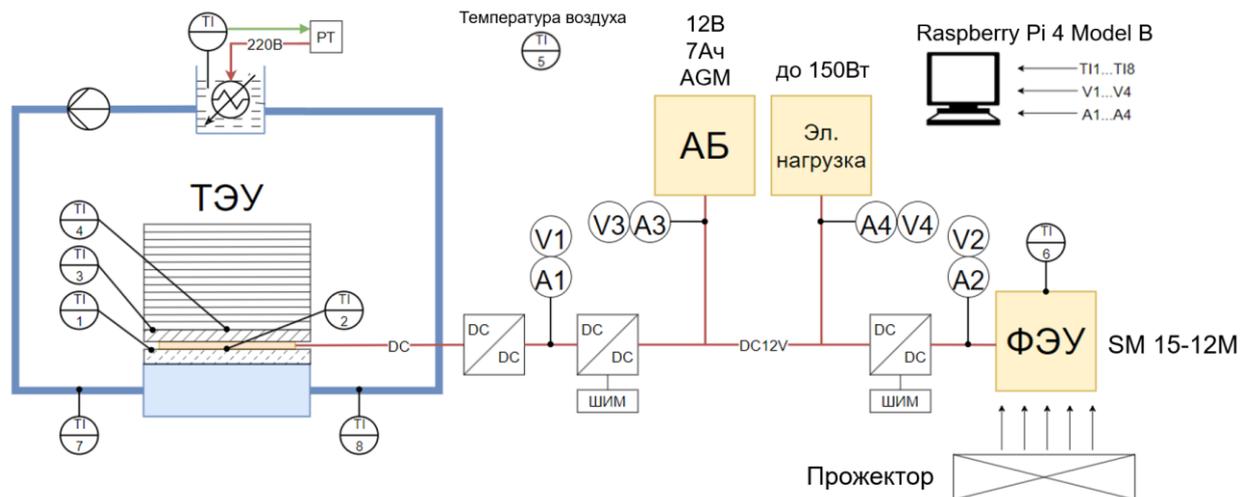


Рисунок 2.9 – Структурная схема имитационного лабораторного стенда с ТЭУ и ФЭУ

При исследовании в стенде использовалась монокристаллическая ФЭП Delta SM 15-12M с характеристиками, представленными в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Номинальные параметры ФЭП, используемой в стенде

Наименование параметра	Значение
Наименование	SM 15-12M
Тип ФЭП	Монокристаллическая
Максимальная мощность P_{mp} , Вт	15
Номинальное напряжение $V_{ном}$, В	12

Продолжение таблицы 2.9

Ток в точке максимальной мощности I_{mp} , А	0,82
Напряжение в точке максимальной мощности V_{mp} , В	18,44
Ток короткого замыкания I_{sc} , А	0,89
Напряжение холостого хода V_{oc} , В	22,13
Температурный коэффициент мощности K_P , %/°С	-0,45
Температурный коэффициент тока K_I , %/°С	0,04
Температурный коэффициент напряжения K_V , %/°С	-0,35
КПД η , %	16,5
$NOCT$, °С	47

Для исследования характеристик ФЭП в лабораторных условиях при отсутствии естественного солнечного излучения используется искусственное облучение с применением прожектора с галогеновой лампой мощностью 5 кВт, световым потоком 110000 Лм, цветовой температурой 3000 К. Световой поток регулируется изменением расстояния от прожектора до ФЭП, а также углом наклона прожектора (рисунок 2.10).

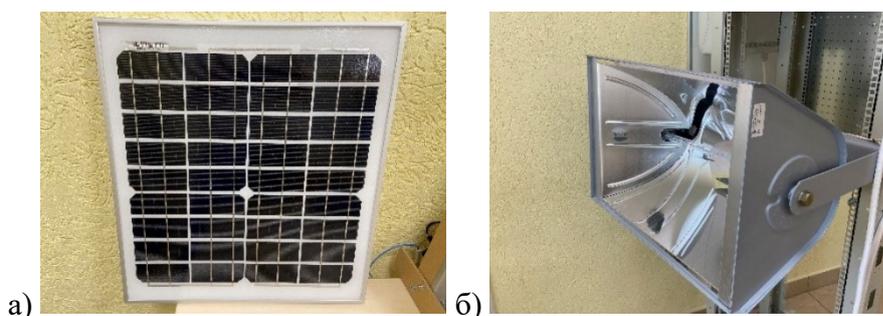


Рисунок 2.10 – Часть лабораторного стенда для изучения работы ФЭП:
а) ФЭП; б) прожектор с галогеновой лампой

ТЭУ в составе стенда представляет собой систему, использующую разницу температур между внешней стенкой трубопровода и окружающей средой для генерации электрической энергии. Установка позволяет демонстрировать возможности выработки электрической энергии ТЭУ в условиях переменных температурных градиентов. ТЭУ состоит из следующих частей:

- алюминиевый теплоъемник (рисунок 2.11а), предназначенный для установки на трубопровод (труба типа ВГП с Ду = 80 мм, покрытая цинкосодержащим составом);
- последовательно соединенные ТЭМ ТГМ-199-1,4-3,5 (производство Криотерм, Россия, номинальные параметры представлены в таблице 2.10) в количестве 8 шт., расположенные на теплоъемнике;
- для охлаждения используется пассивный воздушный радиатор с тепловыми трубками (рисунок 2.11б), теплоъемная площадка которого установлена на холодную сторону ТЭМ;
- в местах соединения труба-теплоъемник, теплоъемник-ТЭМ, ТЭМ-радиатор использовалась теплопроводящая паста КПТ-8.

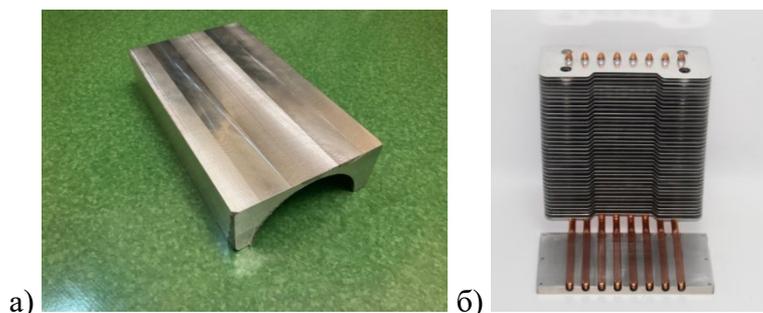


Рисунок 2.11 – Составные части ТЭУ: а) теплообменник горячей стороны ТЭМ; б) радиатор охлаждения холодной стороны ТЭМ

Таблица 2.10 – Номинальные параметры ТЭМ, используемого в стенде

Параметр	Значение
Название модуля	ТГМ-199-1,4-3,5
Количество термопар	199
Размеры (ДхШхВ), мм	40х40х6
Параметры при $T_{Г} = 200^{\circ}\text{C}$, $T_{Х} = 30^{\circ}\text{C}$:	
Коэффициент Зеебека, В/К (расчетный параметр)	0,067
Внутреннее электрическое сопротивление, Ом	6,5
Тепловое сопротивление, К/Вт	2,4
Напряжение в точке максимальной мощности, В	5,6
Ток в точке максимальной мощности, А	0,87
Максимальная мощность, Вт	4,9
КПД, %	5,4

В качестве источника тепловой энергии для ТЭУ используется циркулирующая вода по замкнутому контуру. Регулировка температуры воды в данной системе осуществляется при помощи термореле, отвечающего за автоматическое включение и выключение питания трубчатого электронагревателя, расположенного в емкости, в зависимости от изменения температуры воды по сравнению с заранее установленным температурным порогом.

Стенд оснащен системой мониторинга, основой которого является микрокомпьютер Raspberry Pi 4 Model B. Система мониторинга содержит датчики температуры, датчики тока и напряжения. Схема размещения датчиков представлена на структурной схеме лабораторного стенда на рисунке 2.9.

Датчики температуры представляют собой датчики термосопротивления Pt100, подключенные к модулю аналогового ввода MB110-224.8A OWEN (входит в государственный реестр средств измерений), который подключен к микрокомпьютеру по протоколу Modbus.

В качестве датчиков тока и напряжения выступает измеритель тока, напряжения и мощности INA226, подключаемые к микрокомпьютеру по интерфейсу I2C. Измерители INA226 были откалиброваны при помощи высокоточных цифровых мультиметров с высоким разрешением APPA 505, входящих в государственный реестр средств измерений, и Sanwa PC7000, откалиброванный в соответствии с ISO9001-2000.

Значения с датчиков температуры, тока и напряжения считываются каждые 5 с и сохраняются на микрокомпьютере для последующего анализа.

В качестве АБ в имитационном лабораторном стенде применяется свинцово-кислотный аккумулятор AGM с номинальным напряжением 12 В, емкостью 7 Ач. В качестве нагрузки в стенде применяется электронная нагрузка мощностью до 150 Вт.

Имитационный лабораторный стенд представлен на рисунке 2.12.

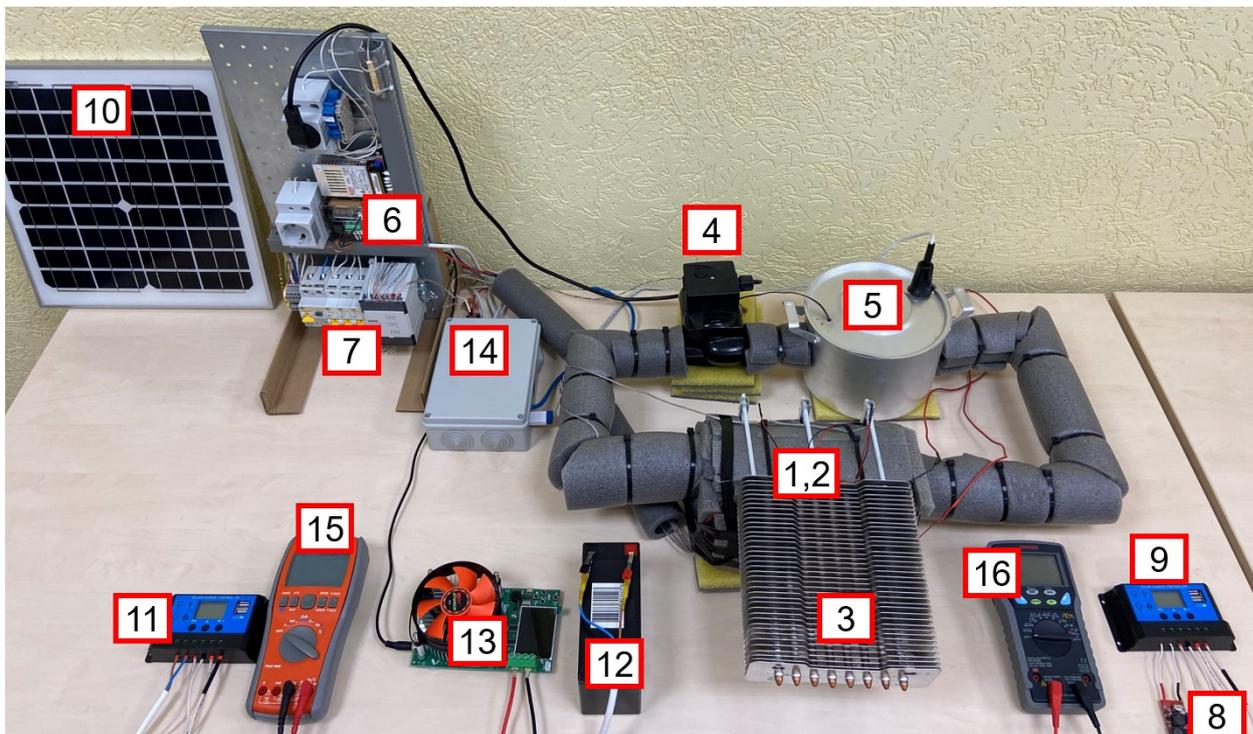


Рисунок 2.12 – Имитационный лабораторный стенд ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, где:
 1 – теплосъемник; 2 – ТЭМ в количестве 8 шт.; 3 – радиатор воздушного охлаждения;
 4 – циркуляционный насос; 5 – емкость с трубчатым электронагревателем;
 6 – термореле; 7 – модуль аналогового ввода MB110-224.8A;
 8 – повышающий *DC/DC* преобразователь для ТЭУ;
 9 – ШИМ контроллер для ТЭУ; 10 – ФЭП; 11 – ШИМ контроллер для ФЭУ;
 12 – АБ; 13 – электронная нагрузка; 14 – микрокомпьютер Raspberry Pi 4 Model B;
 15 – мультиметр APPA 505; 16 – мультиметр Sanwa PC7000

Для оценки влияния скорости ветра на работу ТЭУ используется вентилятор, подключенный через преобразователь частоты (рисунок 2.13). Для измерения скорости воздуха (ветра), а также уровня освещенности применяется универсальный измеритель-регистратор АКТАКОМ АТЕ-9538.

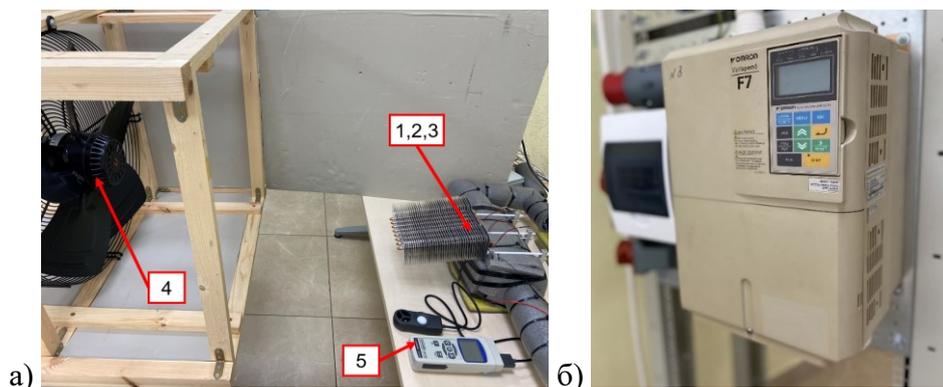


Рисунок 2.13 – Часть лабораторного стенда для изучения влияния скорости ветра на работу ТЭУ: а) термоэлектрическая установка с вентилятором, где: 1 – теплоъемник; 2 – ТЭМ в количестве 8 шт.; 3 – радиатор воздушного охлаждения; 4 – вентилятор; 5 – универсальный измеритель-регистратор АКТАКОМ АТЕ-9538; б) преобразователь частоты, через который подключен вентилятор

Разработанный имитационный лабораторный стенд может использоваться в учебном процессе для подготовки специалистов в области электротехники, возобновляемой энергетики и систем электроснабжения. Также стенд служит для проведения научных исследований, разработки и тестирования новых технологий с ФЭП и ТЭМ.

2.11 Оценка пригодности разработанной имитационной математической модели электротехнического комплекса

Разработанный имитационный лабораторный стенд использовался для оценки пригодности разработанной имитационной математической модели автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, а именно для оценки пригодности тепловой и электрической моделей ТЭУ и модели совместной работы ФЭУ, ТЭУ и АБ.

На имитационном лабораторном стенде была проведена серия экспериментов. Условия, при которых проводились эксперименты представлены в таблице 2.11.

Оценка пригодности имитационных математических моделей осуществлялась путем сравнения измеренных и смоделированных данных с помощью широко используемых статистических показателей.

Таблица 2.11 – Условия проведения экспериментов по исследованию ТЭУ

№ эксперимента	Средняя температура воды (теплоносителя) в системе, °С	Средняя температура воздуха, °С	Средняя скорость воздуха (ветра), м/с	Количество измерений
1	50	23,1	0	248
2	50	22,5	1	480
3	50	22,6	2	436
4	70	22,9	0	1434
5	70	21,9	1	833
6	70	21,7	2	1844

На рисунке 2.14 показано соотношение между экспериментальными и расчетными значениями выходной мощности ТЭУ в зависимости от разности температур между горячей и холодной сторонами. Экспериментальные данные представлены с абсолютными погрешностями (вертикальные черные линии указывают на интервалы погрешностей).

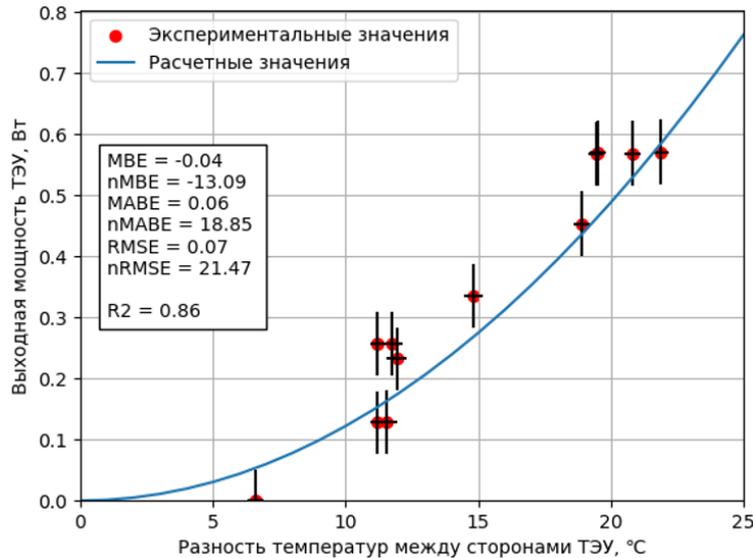


Рисунок 2.14 – Оценка пригодности математической модели выходной мощности ТЭУ

Из рисунка 2.14 и сопутствующих ему метриках ошибок, описание которым было дано в разделе 2.4, можно сделать следующие выводы:

$MBE = -0,04$ говорит о том, что в среднем модель немного недооценивает реальные значения (систематическая ошибка близка к нулю) (-13,09%);

$MABE = 0,06$ показывает, что в среднем расчетные значения мощности отклоняются от измеренных на 0,06 Вт (18,85%);

$RMSE = 0,07$ говорит о том, что стандартное отклонение ошибок моделирования составляет 0,07 Вт (21,47%), что показывает размер типичной ошибки модели;

$R^2 = 0,86$ довольно высокий коэффициент детерминации указывает на то, что модель достаточно хорошо описывает вариацию экспериментальных данных, но все же есть место для улучшения, поскольку это значение не равно 1.

В общем, данные статистики показывают, что модель имеет хорошее соответствие с экспериментальными данными, однако наблюдается систематическое недооценивание и значительные абсолютные ошибки, которые следует учесть при моделировании работы ТЭУ.

На рисунке 2.15 представлены графики экспериментальных и расчетных значений температур для различных частей ТЭУ в зависимости от скорости ветра. На рисунке 2.15а представлены значения при средней температуре воды (теплоносителя) равной 50°C, на рисунке 2.15б – при средней температуре воды (теплоносителя) равной 70°C.

На графиках отображены три параметра:

- температура внешней стенки трубопровода;
- температура горячей стороны ТЭУ;
- температура холодной стороны ТЭУ.

Также присутствует дополнительная линия (пунктирная), показывающая разность температур между горячей и холодной сторонами ТЭУ.

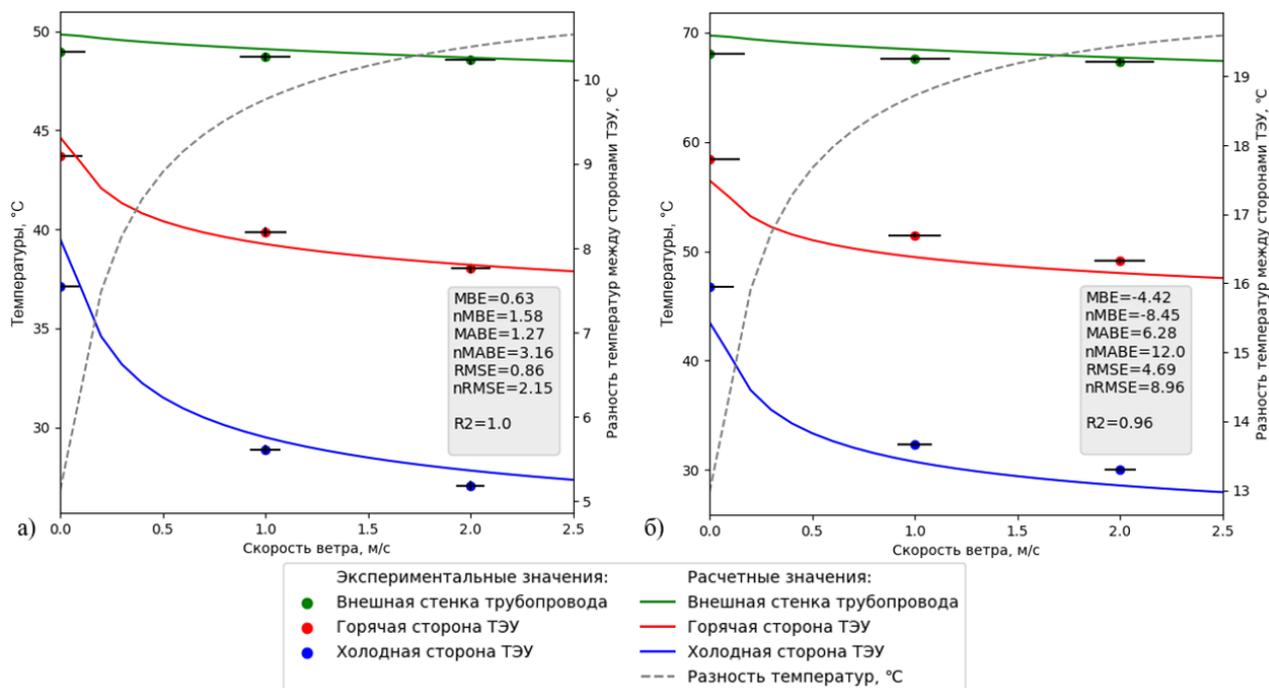


Рисунок 2.15 – Оценка пригодности тепловой модели ТЭУ при:
а) температуре теплоносителя 50°C; б) температуре теплоносителя 70°C

Общий анализ метрик ошибок показывает, что тепловая модель ТЭУ работает хорошо, учитывая, что R^2 равен 1 при расчетах для температуры теплоносителя 50°C и 0,96 при расчетах для температуры теплоносителя 70°C. Стоит отметить, что значения метрик ошибок увеличиваются с увеличением температуры теплоносителя. Кроме того, величина этих метрик показывает наличие определенной доли ошибок в сравнении с общим диапазоном измеряемых значений, что необходимо учитывать при моделировании.

На рисунке 2.16 представлен баланс мощности при работе ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для различных режимов работы. Данный эксперимент выполнялся при температуре теплоносителя 70°C.

Режим «1» – характеризуется работой нагрузки за счет электроэнергии, вырабатываемой ТЭУ, при этом избыток вырабатываемой электроэнергии запасается в АБ.

Режим «2» – характеризуется зарядкой АБ и обеспечением нагрузки за счет совместной работы ФЭУ и ТЭУ.

Режим «3» – характеризуется недостаточной выработкой электроэнергии за счет ФЭУ и ТЭУ, недостаточная выработка электроэнергии компенсируется разрядом АБ для обеспечения работы нагрузки.

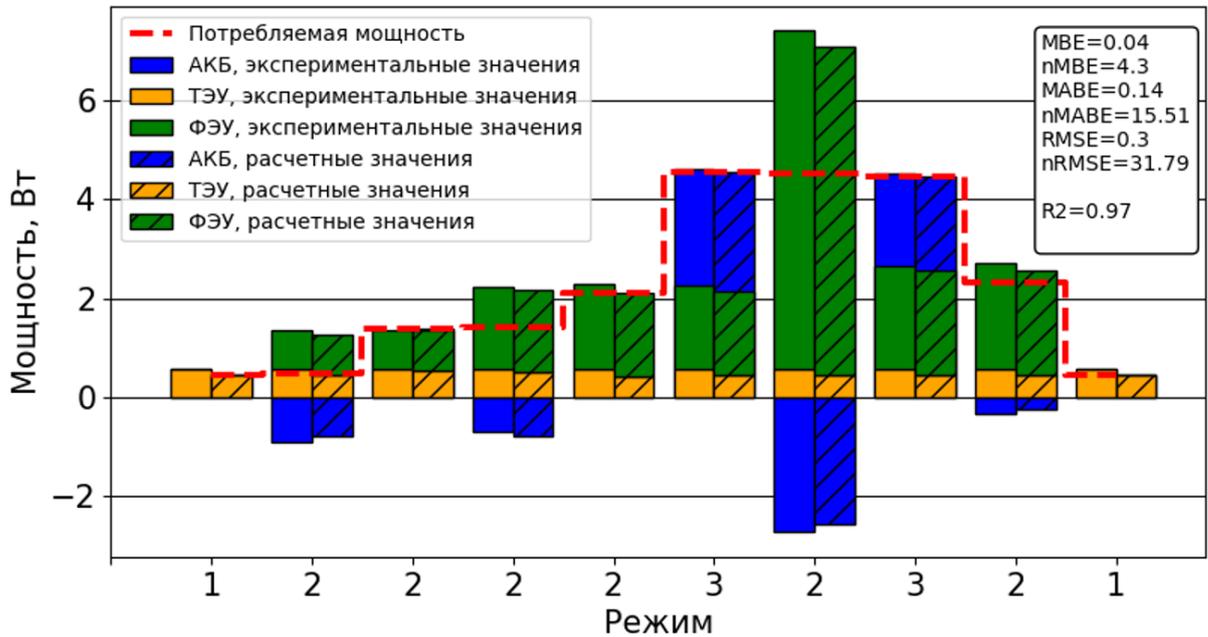


Рисунок 2.16 – Баланс мощности ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ при работе на нагрузку, где:
 Режим 1 – работа нагрузки за счет ТЭУ, избыток энергии за-пасается в АБ;
 Режим 2 – работа нагрузки и заряд АБ за счет ФЭУ и ТЭУ;
 Режим 3 – недостаточная выработка электроэнергии ФЭУ и ТЭУ, обеспечение работы нагрузки от АБ

Значение $MBE = 0,04$ ($nMBE = -4,3\%$) означает, что в среднем расчетные значения немного занижены по сравнению с экспериментальными.

Значение $MABE = 0,14$ ($nMABE = 15,51\%$) указывает на небольшие отклонения между расчетными и экспериментальными значениями.

$RMSE = 0,3$ ($nRMSE = 31,79\%$) означает, что величину типичных отклонений следует учитывать при моделировании.

Значение $R^2 = 0.97$ указывает на то, что модель соответствует экспериментальным данным.

Интерпретируя эти метрики вместе, можно сказать, что хотя средние отклонения невелики (небольшое значение MBE и $MABE$), нормализованные метрики ($nMBE$, $nMABE$ и $nRMSE$) показывают, что эти отклонения могут быть значимыми при учете масштаба данных. Тем не менее, значение R^2 говорит о том, что имитационная модель хорошо подходит для описания экспериментальных данных.

По метрикам можно сказать, что согласованность между расчетными и экспериментальными значениями высокая. Небольшие значения ошибок и высокий

коэффициент детерминации указывают на то, что используемая имитационная математическая модель и методика расчета ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ хорошо описывают реальные данные.

2.12 Выводы по Главе 2

Основные выводы, сделанные во второй главе, представлены следующим образом:

1. Установлены математические зависимости, позволяющие определить выходные параметры размещенной на внешней стенке нефтепровода термоэлектрической установки с естественным воздушным охлаждением.

2. На основании математических зависимостей, представленных в разделах 2.1 и 2.2 была разработана программа для ЭВМ [43], предназначенная для определения возможности применения автономных ЭТК с термоэлектрическими генераторами для обеспечения электроснабжения ПТМ. Разработанный программный комплекс позволяет производить оценку среднесуточной выработанной мощности электротехническим комплексом на основе расчета тепловых параметров нефтепровода и данных термоэлектрического генератора [19].

3. Разработана методика определения зависимости коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба для географических широт, где ранее не была эмпирически установлена данная зависимость. Данная методика была сравнена с моделями других авторов. Предлагаемая методика показывает хорошие результаты при моделировании. Лучшим образом методика показывает себя в широтах, для которых нет эмпирически установленной зависимости.

4. Представлено математическое описание работы автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.

5. Разработан имитационный лабораторный стенд для изучения характеристик и принципов работы ФЭУ и ТЭУ в составе ЭТК. На разработанном имитационном лабораторном стенде проведена оценка пригодности имитационной математической модели автономного ЭТК, а именно тепловой и электрической моделей ТЭУ и модели совместной работы ФЭУ, ТЭУ и АБ. Рассмотренные метрики ошибок показали высокую согласованность между расчетными и экспериментальными значениями. Небольшие значения метрик ошибок и высокий коэффициент детерминации указывают на то, что используемая имитационная математическая модель и методика расчета ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ хорошо описывают реальные данные.

ГЛАВА 3 ВЫБОР НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С ФОТО- И ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКАМИ

3.1 Исследование номинальных параметров термоэлектрических модулей

Был проведен обзор 102 ТЭМ, представленных разными производителями. В обзор были включены только низкотемпературные (с температурой горячей стороны менее 400 К) термоэлектрические генераторные модули. В обзор не были включены миниатюрные термоэлектрические генераторные модули (с размерами сторон менее 20 мм), а также термоэлектрические модули Пельтье. Все включенные в обзор ТЭМ изготовлены на основе теллурида висмута *BiTe*. ТЭМ на основе других материалов не включены в обзор, поскольку их количество среди коммерчески доступных незначительно. Количественно обозреваемых ТЭМ по компаниям-производителям и странам представлены на рисунках 3.1 и 3.2.

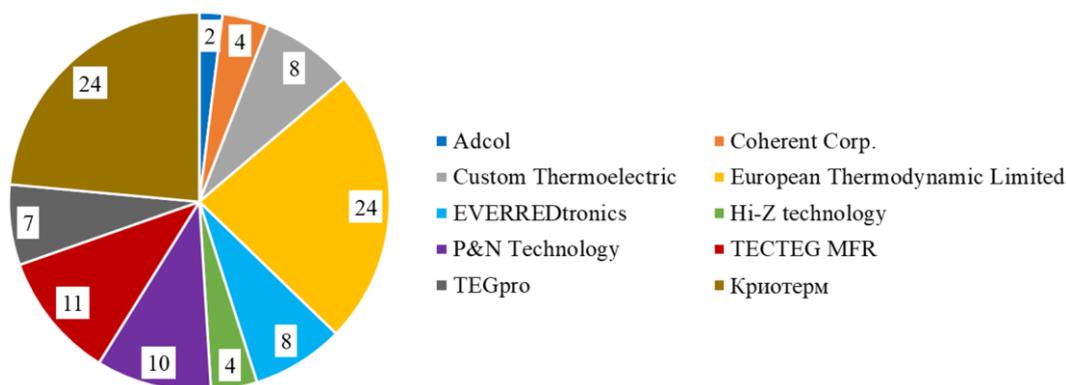


Рисунок 3.1 – Количество обозреваемых ТЭМ по компаниям-производителям

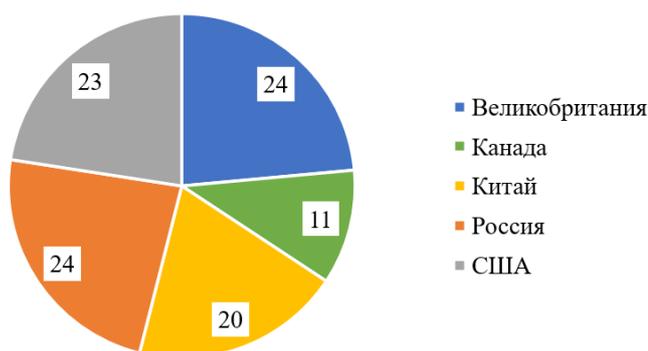


Рисунок 3.2 – Количество обозреваемых ТЭМ по странам

На рисунке 3.3 представлено сравнение среднего КПД ТЭМ по производителям.

Количество компаний, занимающихся производством термоэлектрических модулей невелико и в равной степени распределено между такими странами, как Россия, Великобритания, США и Китай. Стоит отметить, что в России также имеются компании, занимающиеся

производством миниатюрных термоэлектрических генераторных модулей, однако они в данный обзор не включены по указанным выше причинам.

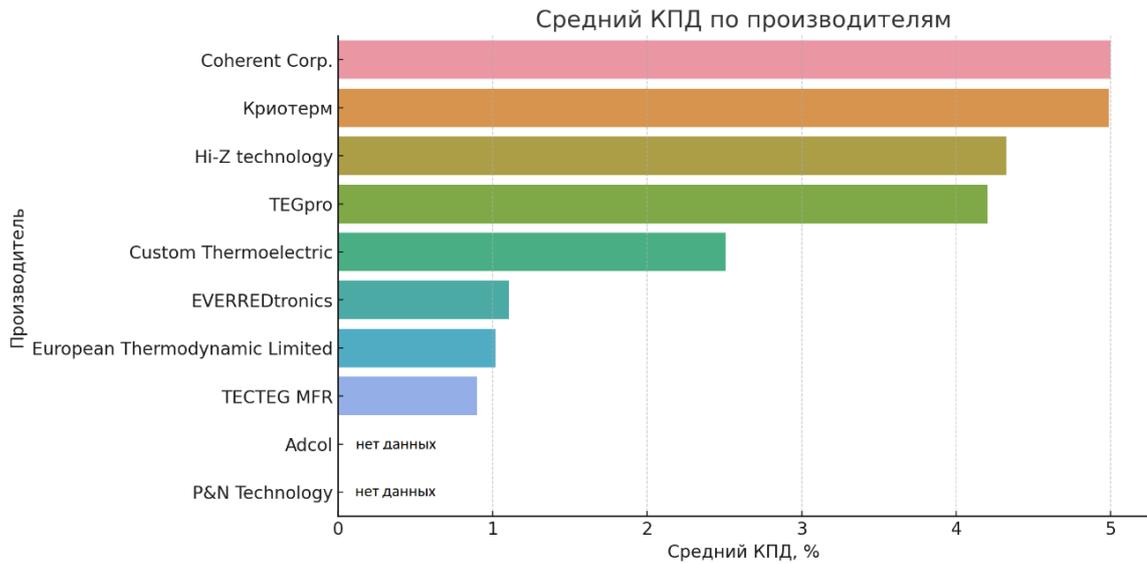


Рисунок 3.3 – КПД обозреваемых ТЭМ по странам

Для ТЭМ по аналогии с ФЭП стандартных условий испытаний (СУИ) нет. Это приводит к одной из проблем при проектировании систем с ТЭУ, которая заключается в том, что каждый производитель в технических описаниях к ТЭМ указывает технические параметры (напряжение, мощность и ток в точке максимальной мощности, внутреннее электрическое сопротивление, напряжение холостого хода, ток короткого замыкания), которые были получены при разных условиях испытаний, а именно для различных разностей температур между горячей и холодной сторонами ТЭМ.

Однако некоторыми производителями, в частности ООО «Криотерм», предлагается оценивать мощность, вырабатываемую ТЭМ в расширенном интервале температур (по отношению к спецификации). Для этого следует умножить полученные значения мощности (при рассматриваемой разности) на квадрат отношения рассчитываемого интервала температур к 100°C [58] по выражению (3.1).

$$P_{\Delta T=100} = P_{\Delta T_1} \left(\frac{\Delta T_1}{100} \right)^2, \quad (3.1)$$

где $P_{\Delta T=100}$ – мощность ТЭМ при разности температур 100°C , Вт;

$P_{\Delta T_1}$ – мощность ТЭМ при известной разности температур, Вт;

ΔT_1 – известная разность температур, $^{\circ}\text{C}$.

В связи с этим, в дальнейшей работе в качестве номинальных параметров ТЭУ понимаются количество ТЭМ, а также параметры ТЭМ, приведенные к разности температур в 100°C .

Каждым производителем указываются геометрические параметры ТЭМ. При этом коэффициент Зеебека, важный для моделирования, не указывается в явном виде всеми производителями.

Выбор лучшего ТЭМ, который является основой для ТЭУ, требует сравнения технических характеристик, предлагаемых разными производителями. Учитывая различия в условиях тестирования и представляемые параметры ТЭМ, важно применять методы нормализации данных. С этой целью необходимые для моделирования параметры, такие как коэффициент Зеебека, внутреннее электрическое сопротивление ТЭМ и тепловое сопротивление ТЭМ были приведены к объему модуля.

По результатам распределения термоэлектрических и геометрических параметров ТЭМ были построены диаграммы типа бокс-плот (рисунки 3.4 и 3.5).

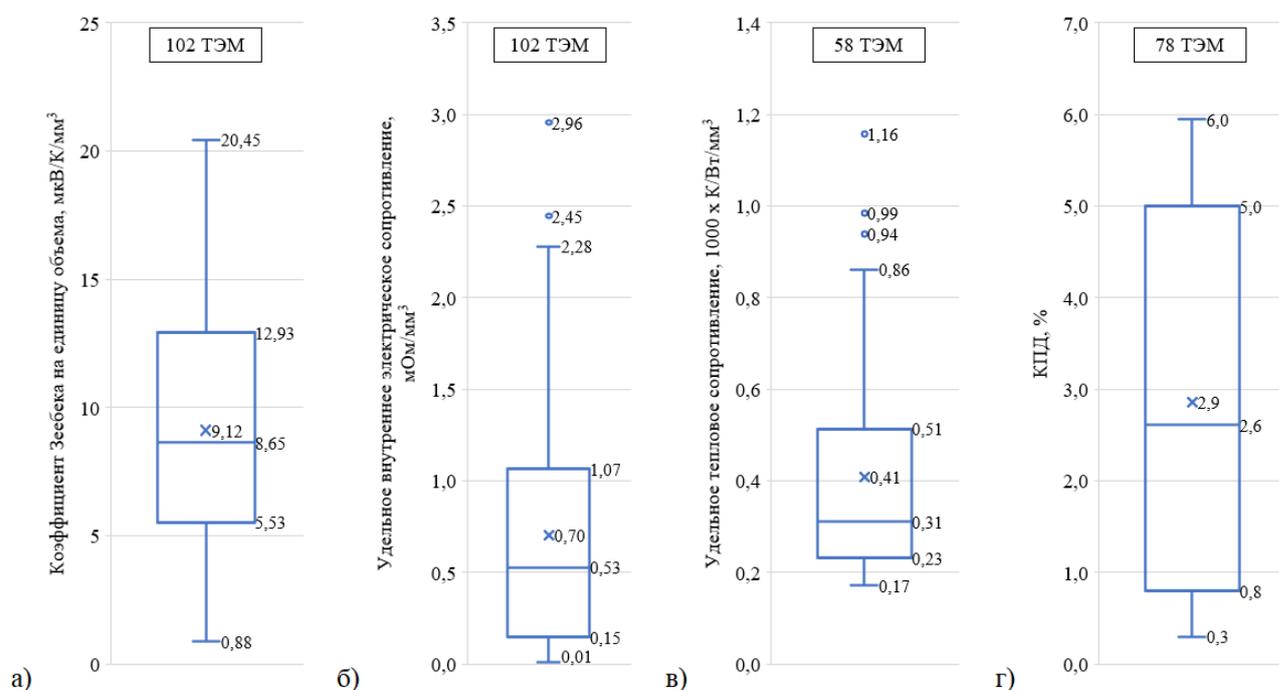


Рисунок 3.4 – Распределение термоэлектрических параметров среди рассмотренных ТЭМ:
а) коэффициент Зеебека на единицу объема; б) удельное внутреннее сопротивление;
в) удельное тепловое сопротивление; г) КПД

На диаграммах типа бокс-плот указана медиана, выше и ниже которой находится 50% всей значений в наборе данных. Верхняя граница ящика (Q_3) соответствует значению, ниже которого находится 75% всех значений в наборе данных, а нижняя граница (Q_1) соответствует значению, ниже которого находится 25% всех значений. Значения, которые больше максимума ($Q_3 + 1,5IQR$, где $IQR = Q_3 - Q_1$ – межквартильный размах) и меньше минимума ($Q_1 - 1,5IQR$), являются выбросами и также учувствуют в расчете медианы и квартилей.

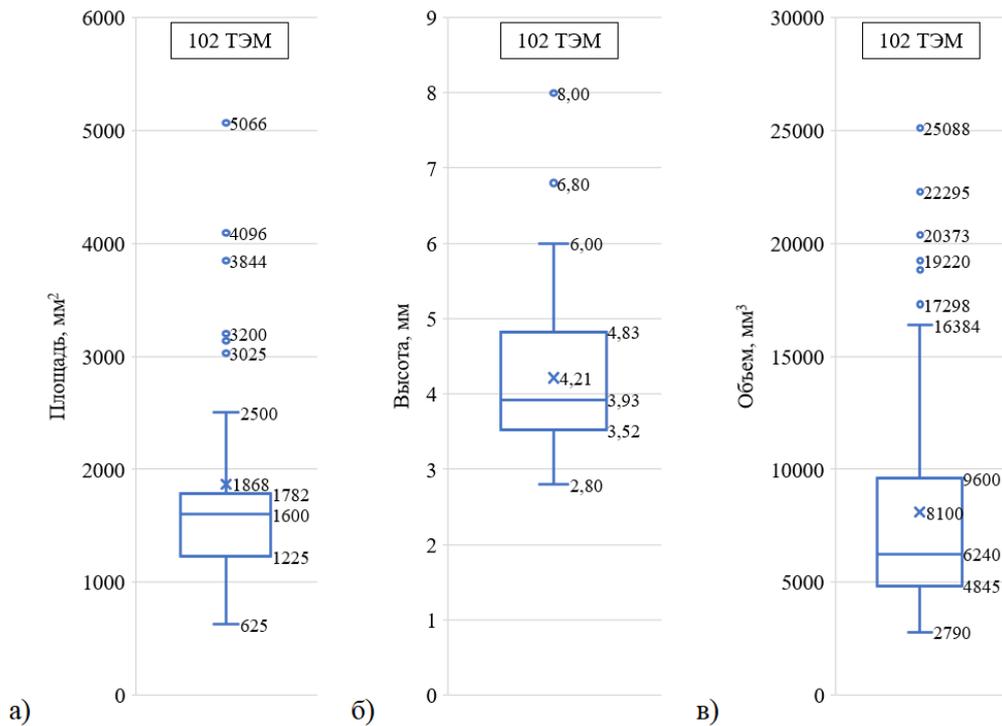


Рисунок 3.5 – Распределение геометрических параметров среди рассмотренных ТЭМ:
а) площадь; б) высота; в) объем

По анализу данных диаграмм можно выделить следующие медианные значения:

- коэффициент Зеебека на единицу объема: $7,126 \text{ мкВ/К/мм}^3$
- удельное внутреннее электрическое сопротивление: $0,527 \text{ мкОм/мм}^3$
- удельное тепловое сопротивление: $0,241 \text{ К/Вт/мм}^3$
- КПД: 1,9%
- площадь: 1600 мм^2
- высота: 3,9 мм
- объем: 6240 мм^3 .

В таблице 3.2 представлен ТЭМ, номинальные параметры которого наиболее близки к определенным в ходе исследования медианным параметрам.

Таблица 3.2 – Термоэлектрический модуль, параметры которого наиболее близки к медианным параметрам

Параметр	Из технического описания	Рассчитанный параметр	Медианный параметр
Производитель	European Thermodynamic Limited		
Страна	Великобритания		
Название модуля	GM250-127-14-16		
Количество термопар	127	–	–
Размеры (ДхШхВ), мм	40x40x4,1	–	40x40x3,9
Коэффициент Зеебека, В/К	–	0,046	0,044
Внутреннее электрическое сопротивление, Ом	3,65	–	3,29

Продолжение таблицы 3.2

Параметр	Из технического описания	Рассчитанный параметр	Медианный параметр
Тепловое сопротивление, К/Вт	–	1,57	1,50
Напряжение в точке максимальной мощности, В	5,05	–	–
Ток в точке максимальной мощности, А	1,35	–	–
Максимальная мощность, Вт	6,99	–	–
КПД, %	–	0,8	1,9
Напряжение холостого хода, В	10,11	–	–
Ток короткого замыкания, А	–	–	–
Тепловой поток через модуль, В	139,8	–	–
Поверхностная плотность теплового потока, Вт/см ²	–	8,7	–

Представленный ТЭМ с приближенными номинальными параметрами к медианным значениям, выявленным в данной работе, не обязательно должен быть использован при технико-экономическом обосновании или компьютерном моделировании ТЭУ.

При этом полученные распределения параметров (рисунки 3.4 и 3.5) могут быть использованы при проведении технико-экономического обоснования внедрения ТЭУ без привязки к производителям и моделям ТЭМ или в случае непредоставления данных в технических описаниях на ТЭМ у какого-либо производителя.

На рисунке 3.6 представлены зависимости расчетных максимальных значений мощности, тока и напряжения для ТЭМ от разности температур между его сторонами, рассчитанного по медианным значениям.

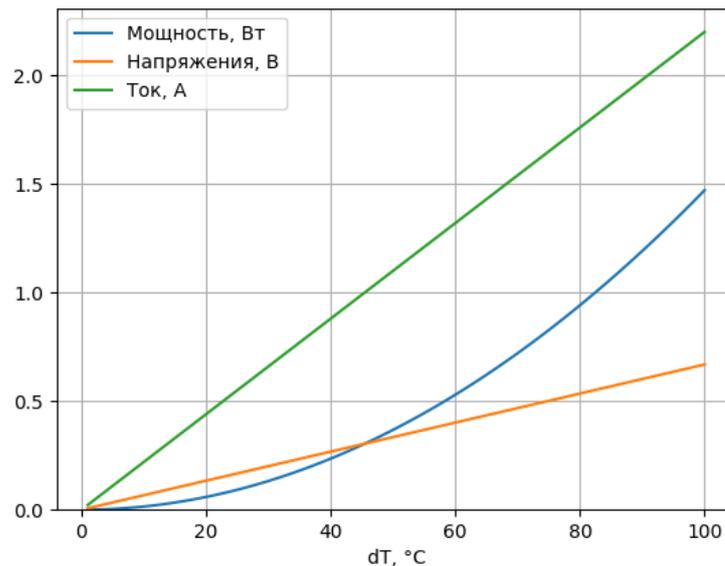


Рисунок 3.6 – Зависимости выходных параметров от разности температур для ТЭМ, рассчитанного по медианным значениям

В силу необходимости обеспечения максимальной надежности конструкции ТЭУ, обеспечивающей электроэнергией ПТМ нефтепровода, применяется естественное воздушное охлаждение без увеличивающих интенсивность теплообмена вентиляторов. Такая конструкция не содержит вращающихся, быстро изнашивающихся деталей, однако сопряжена с необходимостью относительного увеличения размеров радиатора для достижения приемлемо малой величины его теплового сопротивления.

Стоит отметить, что при естественном воздушном охлаждении и в условиях небольших разниц температур между сторонами модулей, на эффективность работы ТЭУ наибольшее влияние оказывает тепловое сопротивление ТЭМ, чем оно больше, тем больше электроэнергии вырабатывается ТЭУ. Однако также существенное влияние оказывают внутреннее электрическое сопротивление ТЭМ и коэффициент Зеебека.

Среди рассмотренных 102 ТЭМ были отобраны 10 ТЭМ (таблица 3.3) с наибольшим тепловым сопротивлением и среди них был выбран модуль с максимальной выходной мощностью при приведенной температуре ($\Delta T = 100^\circ\text{C}$).

Таблица 3.3 – Термоэлектрические модули с наилучшими параметрами

Производитель	Модель	Кол-во термопар	Размеры модуля, мм	R_{ac} опт, Ом (при $T_{\Gamma} - T_{\text{X}}$)	R_t , К/Вт (при $T_{\Gamma} - T_{\text{X}}$)	$U_{\text{опт}}$, В (при $T_{\Gamma} - T_{\text{X}}$)	$I_{\text{опт}}$, А (при $T_{\Gamma} - T_{\text{X}}$)	$P_{\text{опт}}$, Вт (при $T_{\Gamma} - T_{\text{X}}$)	КПД, %	T_{X} , °C	T_{Γ} , °C	$P(\Delta T)$, Вт при $\Delta T=100^\circ\text{C}$
Криотерм	ТГМ-199-1,4-3,5	199	40x40x6	6,5	2,4	5,6	0,87	4,9	5,4	30	200	1,73
Криотерм	ТГМ-127-1,4-2,5	127	40x40x4,8	3	2,6	3,6	1,23	4,5	5,4	30	200	1,64
Криотерм	ТГМ-254-1,0-2,5	254	40x40x4,8	11,6	2,5	7,2	0,63	4,5	5,4	30	200	1,60
Криотерм	ТГМ-31-2,8-3,5	31	40x40x6	0,27	3,5	0,89	3,3	2,9	4,5	30	200	1,01
ТЕСТЕГ MFR	TEG2-126LDT	126	40x40x5,1	6	3,3	4,3	0,7	3	0,9	30	200	0,99
European Thermodynamic Limited	GM200-161-12-20	161	40x40x4,2	8,5	3,3	4,67	0,55	2,56	0,8	30	200	0,89

Продолжение таблицы 3.3

Производитель	Модель	Кол-во термодпар	Размеры модуля, мм	R_{ac} опт, Ом (при $T_T - T_X$)	R_t , К/Вт (при $T_T - T_X$)	$U_{опт}$, В (при $T_T - T_X$)	$I_{опт}$, А (при $T_T - T_X$)	$P_{опт}$, Вт (при $T_T - T_X$)	КПД, %	T_X , °C	T_T , °C	$P(\Delta T)$, Вт при $\Delta T = 100^\circ\text{C}$
European Thermodynamic Limited	GM250-161-12-20	161	40x40x4,2	8,5	3,3	4,67	0,55	2,56	0,8	30	200	0,89
TEGpro	TE-MOD-5W5V-40S	н/д	40x40x5	5,4	2,7	5,4	1	5,4	5,5	30	300	0,74
TECTEG MFR	TEG1-12610-5.1	126	40x40x5,1	3	2,4	3,9	1,3	5,1	0,7	30	300	0,70
European Thermodynamic Limited	GM200-161-12-40	161	40x40x6,8	16,6	5,7	4,98	0,3	1,49	0,8	30	200	0,52

Таким модулем является модуль компании ООО «Криотерм» (Россия) ТГМ-199-1,4-3,5. Моделирование и расчеты, а также экспериментальные исследования в данной работе проводились для модуля ТГМ-199-1,4-3,5.

3.2 Исследование параметров односторонних фотоэлектрических панелей

В проведенном исследовании [72] были рассмотрены паспортные (номинальные) параметры односторонних ФЭП. В рамках проведенного анализа было осуществлено сопоставление основных технических параметров 1300 односторонних ФЭП с номинальной мощностью в диапазоне от 100 до 450 Вт. Рассматривались монокристаллические (МК), поликристаллические (ПК), гетероструктурные (ГС) и тонкопленочные (ТП) ФЭП. Были определены диапазоны паспортных параметров существующих ФЭП, выявлены наилучшие и медианные значения.

Из технических описаний (спецификаций) рассматриваемых ФЭП были получены следующие параметры:

- тип ячеек;
- количество ячеек в модуле N_{cell} , шт.;

- напряжение холостого хода V_{oc} , В;
- напряжение в точке максимальной мощности V_{mp} , В;
- ток короткого замыкания I_{sc} , А;
- ток в точке максимальной мощности I_{mp} , А;
- температурный коэффициент мощности K_P , %/°С;
- температурный коэффициент напряжения K_V , %/°С;
- температурный коэффициент тока K_I , %/°С;
- коэффициент полезного действия η , %;
- масса ФЭП, кг;
- площадь ФЭП, м².

Анализируя полученную базу данных, были получены параметры, показывающие, насколько эффективно ФЭП может использовать максимально возможную мощность:

- коэффициент заполнения вольтамперной характеристики (ВАХ) FF определяемый по формуле (3.2):

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{xx} \cdot I_{кз}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = K_{oc} \frac{I_{mp}}{I_{sc}} = K_{sc} \frac{V_{mp}}{V_{oc}}, \quad (3.2)$$

- коэффициент холостого хода $K_{oc} = V_{mp}/V_{oc}$;
- коэффициент тока короткого замыкания $K_{sc} = I_{mp}/I_{sc}$.

Данные коэффициенты могут использоваться для оценки потерь мощности из-за внутренних сопротивлений фотоэлектрической ячейки и неидеальности преобразования энергии. Значения близкие к единице указывают на меньшие потери и более высокую эффективность ФЭП. Распределение КПД и FF по типам ФЭП представлено на рисунке 3.7.

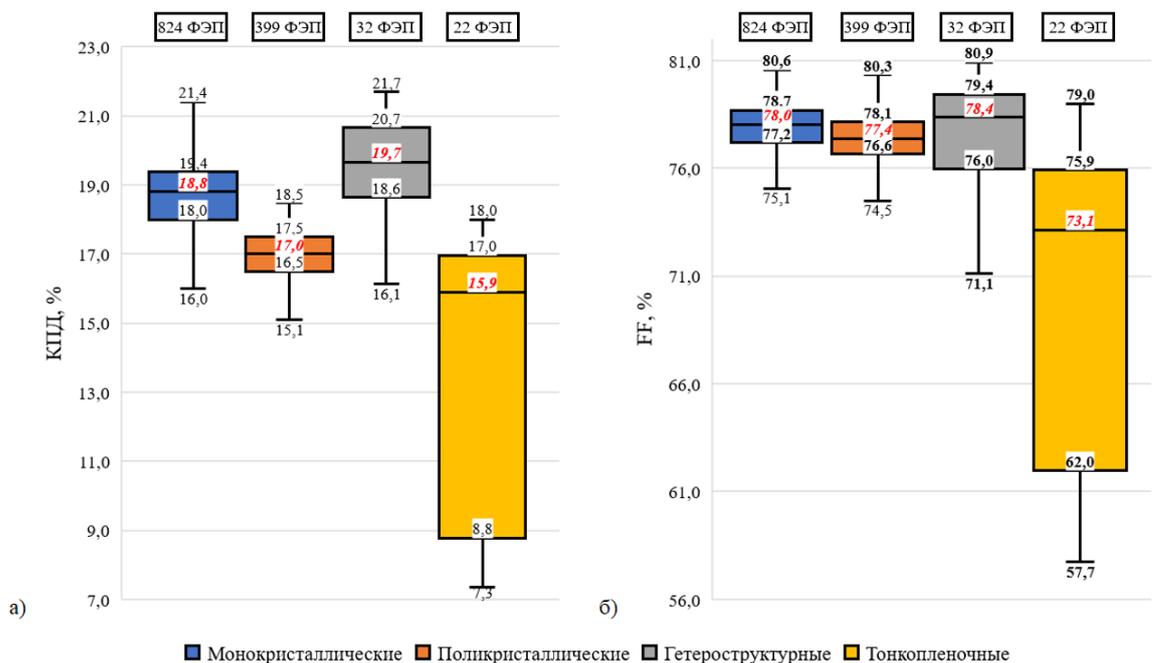


Рисунок 3.7 – Распределение по типам ФЭП: а) КПД; б) коэффициента заполнения ВАХ

Температурные коэффициенты показывают, как изменение температуры ФЭП влияет её на работу ФЭП. С повышением температуры КПД ФЭП уменьшается. Знание температурного коэффициента позволяет более точно определять выходную мощность панели в различных климатических условиях. Распределение температурных коэффициентов по типам ФЭП представлено на рисунке 3.8.

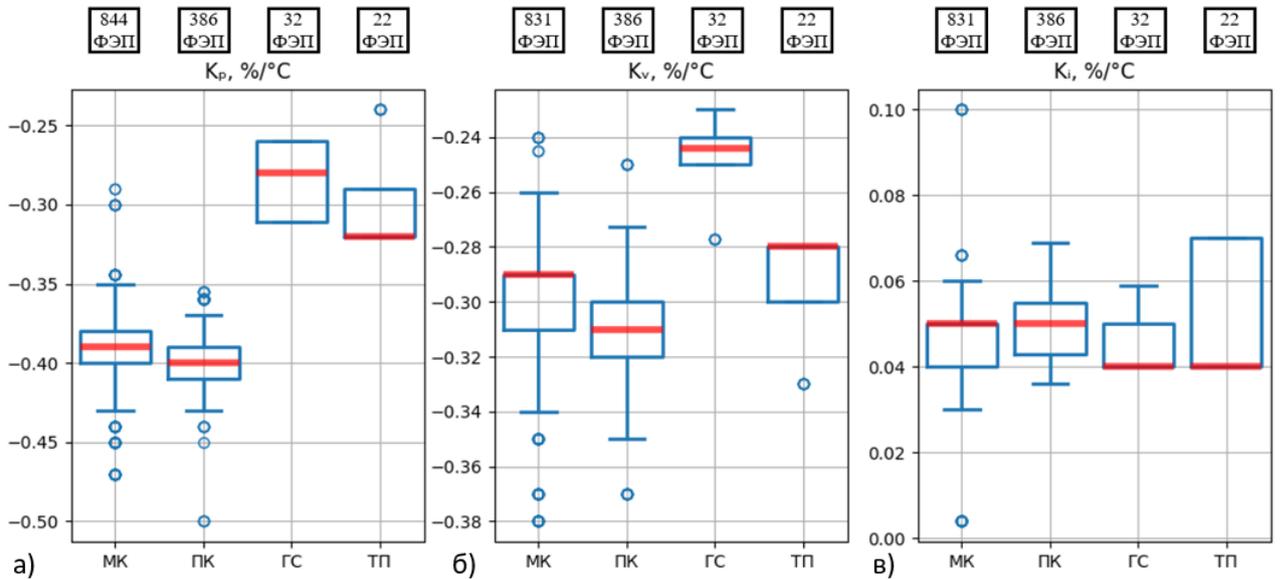


Рисунок 3.8 – Распределение температурных коэффициентов по типам ФЭП:
 а) температурный коэффициент мощности; б) температурный коэффициент напряжения;
 в) температурный коэффициент тока

Темп деградации ФЭП зависит от типа фотоэлектрических элементов, качества изготовления, условий эксплуатации и географического положения. В первый год ФЭП в среднем теряют 2,5% мощности. После 25 лет работы ФЭП в зависимости от типа сохраняют от 80 до 90% мощности. Распределение срока службы по типам ФЭП и темпам деградации представлено на рисунке 3.9.

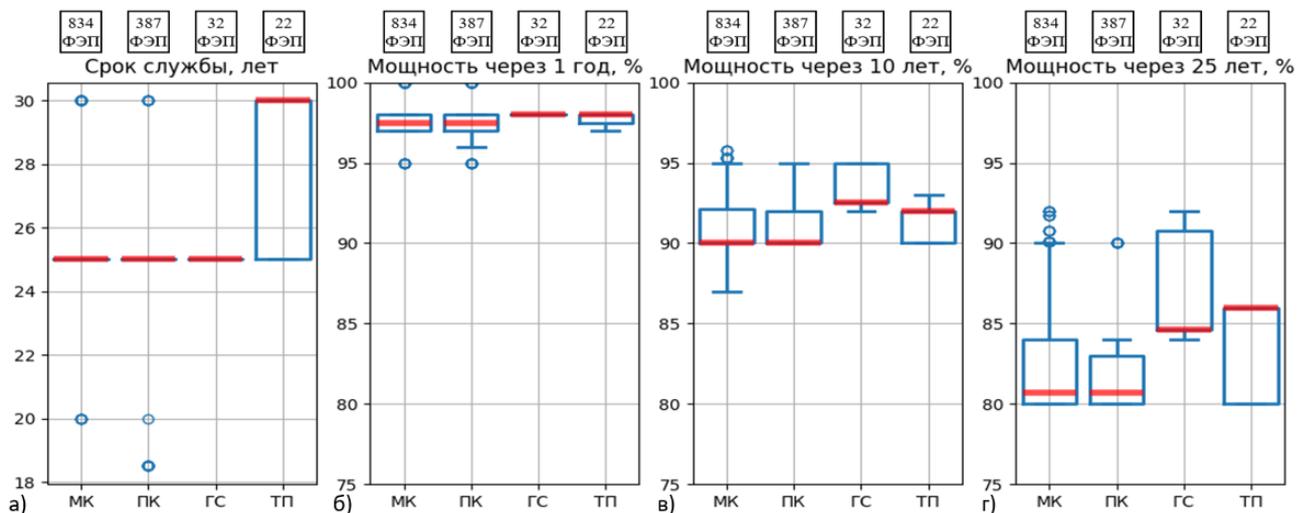


Рисунок 3.9 – Распределение по типам ФЭП: а) срока службы;
 б) степени деградации в первый год; в) степень деградации через 10 лет эксплуатации;
 г) степень деградации через 25 лет эксплуатации

На рисунке 3.10 представлено распределение массогабаритных показателей по типам ФЭП. По данным параметрам наилучшими являются тонкопленочные ФЭП, лучшими – гетероструктурные.

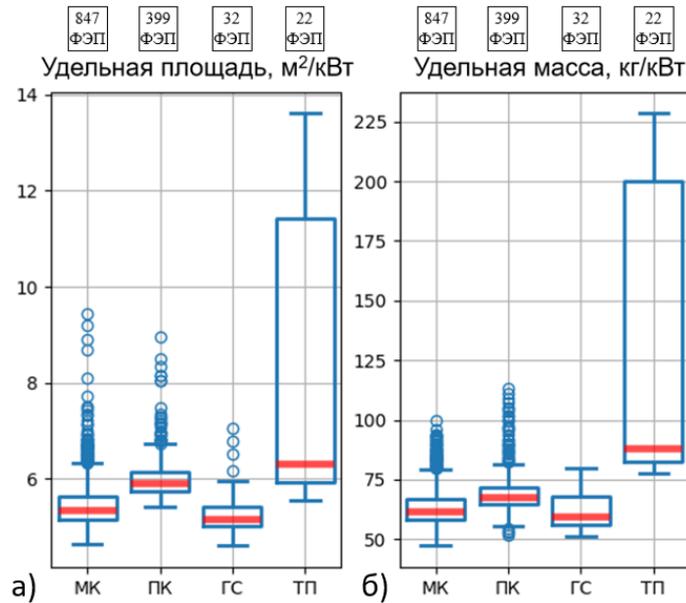


Рисунок 3.10 – Распределение массогабаритных показателей по типам ФЭП: а) удельной площади; б) удельная масса

Еще одним рассматриваемым параметром является нормальная рабочая температура панели ($NOCT$). Этот показатель представляет собой стандартную меру температурного режима работы ФЭП в определённых условиях окружающей среды. Обычно $NOCT$ измеряется при следующих условиях: интенсивность солнечного излучения 800 Вт/м^2 , температура окружающего воздуха 20°C и скорость ветра 1 м/с . $NOCT$ используется для оценки производительности ФЭП в реальных условиях эксплуатации. Распределение $NOCT$ по типам ФЭП представлено на рисунке 3.11. Чем меньше значение $NOCT$, тем эффективнее ФЭП работает в реальных условиях.

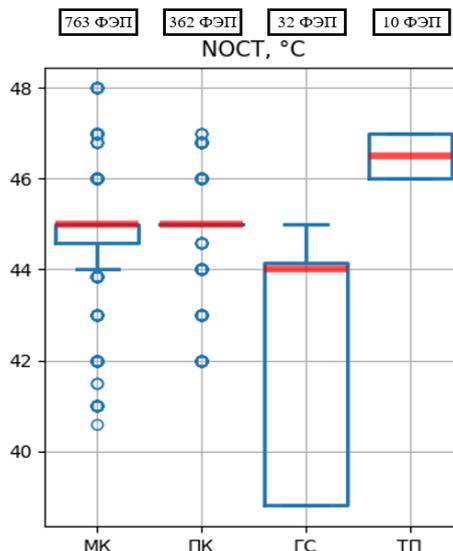


Рисунок 3.11 – Распределение $NOCT$ по типам ФЭП

В таблице 3.4 приведены медианные значения параметров рассматриваемых ФЭП для различных типов панелей. К каждому параметру применен цветной градиент от лучшего значения (зеленый цвет) до худшего (красный цвет). Оттенок цвета промежуточных значений зависит от относительной величины значения по сравнению с другими значениями параметра. Также в таблице 3.4 представлены ФЭП, номинальные параметры которых наиболее близки к определенным в ходе исследования медианным параметрам.

Таблица 3.4 – Медианные значения (М.З.) параметров по типам ФЭП и серийно производимые (С.П.) ФЭП, параметры которых наиболее близки к медианным параметрам

Тип панели	МК		ПК		ГС		ТП	
	М.З.	С.П.	М.З.	С.П.	М.З.	С.П.	М.З.	С.П.
Производитель	–	Trina Solar	–	RenaSolar	–	REC	–	First Solar
Страна	–	Китай	–	США	–	Сингапур	–	США
Название ФЭП	–	TSM-310	–	JC330M24	–	REC360AA	–	FS-6420
Номинальная мощность $P_{ном}$, Вт	–	310	–	330	–	360	–	420
Коэффициент полезного действия η , %	18,8	18,9	17,0	17,01	19,7	20,45	15,9	16,4
Температурный коэффициент мощности K_P , %/°C	-0,39	-0,39	-0,40	-0,40	-0,28	-0,26	-0,32	-0,32
Температурный коэффициент напряжения K_V , %/°C;	-0,29	-0,29	-0,31	-0,304	-0,24	-0,24	-0,28	-0,28
Температурный коэффициент тока K_I , %/°C;	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,045	0,04	-0,04
Коэффициент напряжения холостого хода $K_{oc} = V_{mp}/V_{oc}$, %	82,16	$\frac{33,2}{40,2} = 82,59$	81,41	$\frac{37,8}{46,2} = 81,82$	83,55	$\frac{36,7}{43,9} = 83,60$	81,10	$\frac{180,4}{218,5} = 82,56$
Коэффициент тока короткого замыкания $K_{sc} = I_{mp}/I_{sc}$, %	94,86	$\frac{9,37}{9,94} = 94,27$	94,98	$\frac{8,74}{9,24} = 94,59$	93,76	$\frac{9,82}{10,49} = 93,61$	90,18	$\frac{2,33}{2,54} = 91,73$
Коэффициент заполнения ВАХ FF , %	78,02	77,85	77,37	77,39	78,35	78,26	73,14	75,74

Продолжение таблица 3.4

Тип панели	МК		ПК		ГС		ТП	
	М.З.	С.П.	М.З.	С.П.	М.З.	С.П.	М.З.	С.П.
Удельная масса m_p , г/Вт	61,36	60,79	67,46	66,9	59,08	56,77	87,90	200,1
Удельная площадь s_p , м ² /Вт	5,33	5,30	5,90	5,87	5,15	5,06	6,31	6,10
Нормальная рабочая температура модуля $NOCT$, °С	45	45	45	45	44	44	47	46
Мощность через 1 год эксплуатации GP , %	97,5	97	97,5	100	98	98	98	98
Мощность через 10 лет эксплуатации $10\text{-years } GP$, %	90	91	90	92,5	92,5	95,5	92	93
Мощность через 25 лет эксплуатации $25\text{-years } GP$, %	80,7	80	80,7	80,7	84,6	91,75	86	85,5
Срок службы $Lifetime$, лет	25	25	25	25	25	25	30	25

При сравнении медианных значений электрических, массогабаритных и эксплуатационных параметров по типам ФЭП (рисунок 3.12 и таблица 3.4), были сделаны выводы, что наиболее эффективными являются гетероструктурные ФЭП, а наименее эффективными – тонкопленочные ФЭП.

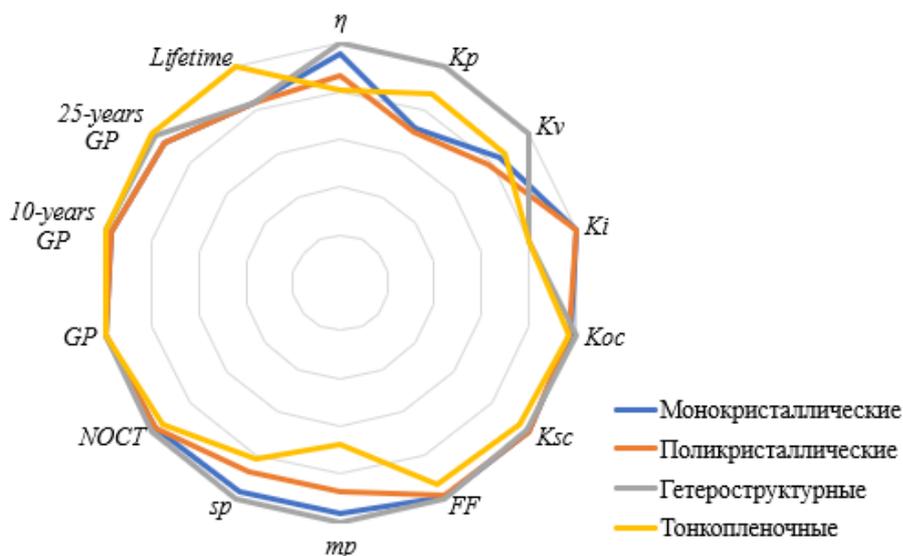


Рисунок 3.12 – Сравнение медианных значений характеристик ФЭП разных типов

Представленные ФЭП с приближенными номинальными параметрами к медианным значениям (таблица 3.4), выявленным в ходе исследования, не обязательно должны быть использованы при технико-экономическом обосновании или компьютерном моделировании ЭТК с ФЭУ, так как данные параметры могут быть адаптированы и изменены в зависимости от специфических условий и требований конкретного проекта. При этом, для более точного технико-экономического обоснования или моделирования, рекомендуется проводить дополнительные исследования и анализы, которые могут выявить более подходящие параметры и характеристики. Важно учитывать, что реальные эксплуатационные условия могут значительно отличаться от теоретических моделей, поэтому гибкость в выборе и настройке параметров ФЭП является ключевым фактором успешного проектирования и внедрения ЭТК с ФЭУ.

При этом полученные медианные значения параметров (таблица 3.4) могут быть использованы при проведении технико-экономического обоснования внедрения ФЭУ без привязки к производителям и моделям ФЭП или в случае непредоставления данных в технических описаниях (спецификациях) производителей.

На основании проведенного исследования для моделирования и расчетов в данной работе была выбрана гетероструктурная ФЭП с параметрами, представленными в таблице 3.4.

3.3 Исследование параметров аккумуляторных батарей

Стохастический характер ВИЭ в сочетании с условным изменением уровня энергопотребления во времени обусловил необходимость использования систем накопления энергии [103].

Основным типами накопителей электроэнергии, применяемыми для электроснабжения линейных объектов нефтепровода, являются АБ и ТЭ [106], при этом АБ являются наиболее распространенными для различных ЭТК [107, 110].

Стоит отметить, что использование ТЭ в качестве экологически чистого источника энергии получило распространение в последнее время [114, 115]. В ряде работ было проведено сравнение АБ с ТЭ [118, 120], результаты показывают, что система хранения с АБ превосходит систему с топливными элементами в отношении чистой приведенной стоимости (NPV) и коэффициента самообеспеченности (SSR). Система с АБ обеспечивает более высокий SSR при том же NPV , чем система с топливными элементами, и разница в SSR между двумя системами увеличивается с уменьшением NPV .

АБ являются неотъемлемой частью современных электронных устройств, электромобилей и систем хранения энергии. Современные исследования в области аккумуляторных технологий сосредоточены на улучшении характеристик таких параметров, как удельная энергоемкостью, циклическая стабильность, скорость заряда/разряда и безопасность.

Научное сообщество выделяет несколько основных типов аккумуляторных батарей, каждый из которых имеет свои уникальные свойства и области применения.

Один из наиболее традиционных и широко используемых типов аккумуляторов в автономных системах из-за их относительно низкой стоимости и хорошо изученных характеристик – это свинцово-кислотные аккумуляторы. Однако у них относительно низкая удельная энергоемкость, ограниченное количество циклов заряд-разряд и необходимость в обслуживании.

На смену классическим свинцово-кислотным аккумуляторам пришли необслуживаемые герметичные клапанно-регулируемые *VRLA (Valve-Regulated Lead-Acid)* для рекомбинации газов *AGM (Absorbent Glass Mat)* и *GEL* аккумуляторы. Эти разновидности свинцово-кислотных аккумуляторов, обеспечивают повышенную эффективность и значительно снижают необходимость в техническом обслуживании благодаря использованию электролита, который либо абсорбирован в матрице из стекловолокна (*AGM*), либо находится в гелеобразном состоянии (*GEL*). Они более устойчивы к глубоким разрядам и имеют более длительный срок службы по сравнению с обычными свинцово-кислотными аккумуляторами.

AGM аккумуляторы, изготовленные по технологии *Continuous Casting Direct Rolling (CCDR)* и *Punching*, отличаются повышенным ресурсом и сроком службы. *CCDR* – это процесс, при котором свинец или свинцовые сплавы непрерывно отливаются и сразу же прокатываются до требуемой толщины без промежуточного охлаждения и отжига. Этот метод позволяет получать свинцовые листы высокого качества с равномерной микроструктурой и минимальной толщиной, что важно для увеличения поверхности активного материала в *AGM*-аккумуляторах. После процесса *CCDR* следует этап *Punching* (штамповки), на котором из прокатанных свинцовых листов формируются пластины определенной формы и размера, необходимые для сборки аккумуляторных ячеек.

В последние годы были разработаны новые типы аккумуляторов *AGM* и *GEL*, получившие название *AGM Lead Carbon (AGM LC)* и *GEL Lead Carbon (GEL LC)*. Эти типы АБ отличаются от стандартных аккумуляторов *AGM* и *GEL* добавлением углерода в активный материал на отрицательной пластине, что позволяет повысить устойчивость к коррозии и сульфатации, устойчивость к разрядке и увеличить срок службы АБ.

Литий-железо-фосфатные аккумуляторы (*LiFePO₄*) на текущий момент являются одними из наиболее перспективных и широко используемых типов литий-ионных аккумуляторов. Их применение характеризуется значительными первоначальными капиталовложениями, необходимыми для их приобретения. Тем не менее, учитывая их срок службы, общая стоимость эксплуатации этих аккумуляторов оказывается сопоставимой или даже ниже по сравнению с современными образцами свинцово-кислотных аккумуляторов. *LiFePO₄* аккумуляторы

Следует отметить, что в сравнение не включены другие типы АБ, включая щелочные никель-кадмиевые (*NiCd*), металлгидридные (*NiMH*), суперконденсаторы и другие типы литий-ионных АБ, т.к. они демонстрируют и/или значительно более высокую стоимость эксплуатационного цикла, и/или обладают существенно более низким КПД. В связи с этим, их использование в системах автономного или резервного электроснабжения является нецелесообразным. Кроме того, стоит подчеркнуть, что указанные типы АБ не предназначены для заряда при отрицательных температурах.

На рисунке 3.13 все параметры выражены в относительных единицах и нормализованы относительно наилучшего значения рассматриваемого параметра в соответствии с таблицей 3.5 для всех рассматриваемых типов АБ.

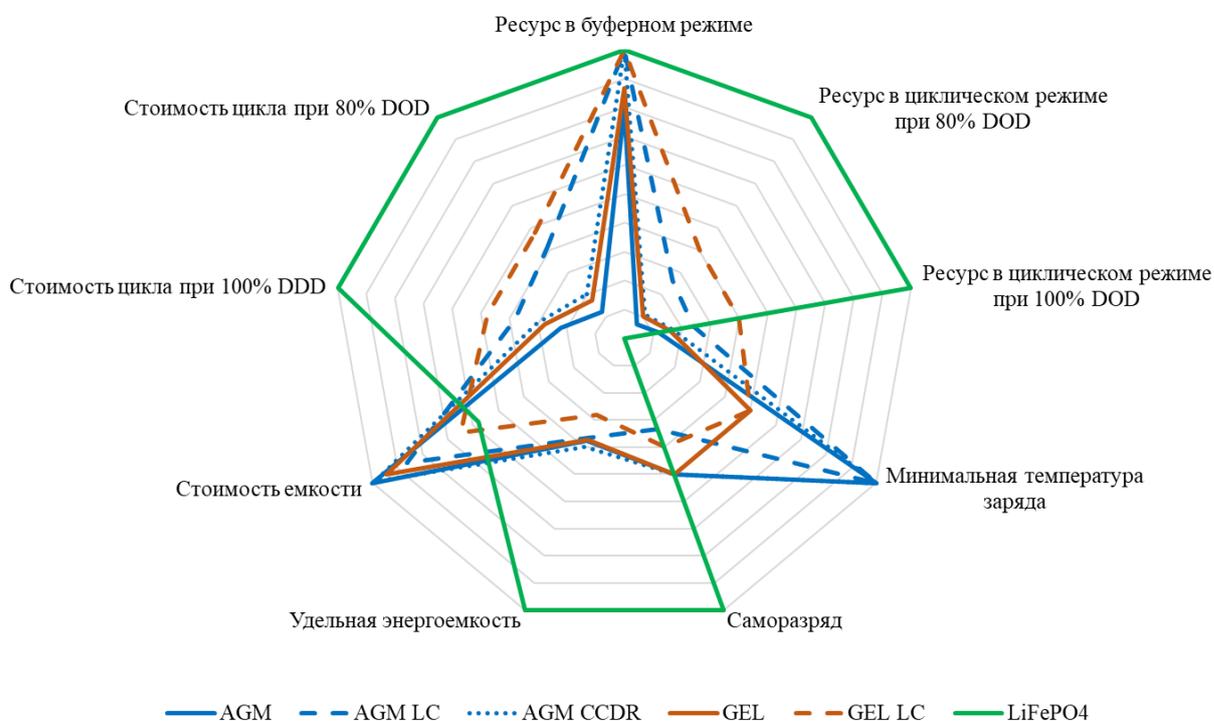


Рисунок 3.13 – Сравнение параметров различных АБ

На представленной диаграмме сравниваются различные типы аккумуляторов:

– *AGM* – свинцово-кислотный аккумулятор с абсорбированном в матрице из стекловолокна электролитом;

– *AGM LC* – свинцово-кислотный аккумулятор с абсорбированном в матрице из стекловолокна электролитом с добавлением углерода в активный материал на отрицательной пластине

– *AGM CCCR* – свинцово-кислотный аккумулятор с абсорбированным в матрице из стекловолокна электролитом, произведенный по технологии непрерывной разливки, прямой прокатке и штамповке;

– *GEL* – свинцово-кислотный аккумулятор с электролитом в гелеобразном состоянии;

– *GEL LC* – свинцово-кислотный аккумулятор с электролитом в гелеобразном состоянии с добавлением углерода в активный материал на отрицательной пластине;

– *LiFePO₄* – литий-железо-фосфатный аккумулятор.

По результатам сравнительного анализа различных технологий аккумуляторов по нескольким параметрам можно сделать выводы:

– *LiFePO₄* аккумуляторы имеют значительно более высокую удельную энергоемкость, что делает их предпочтительными для применений, требующих максимальной энергии при минимальной массе;

– свинцово-кислотные аккумуляторы показывают лучшую стоимость емкости;

– *LiFePO₄* демонстрируют самый длительный срок службы как в буферном режиме, так и в циклическом режиме при различных глубинах разряда (*DOD*);

– стоимость цикла заряд-разряд *LiFePO₄* аккумуляторов существенно ниже, особенно при 100% *DOD*, что указывает на меньшие эксплуатационные расходы за весь срок службы АБ;

– *LiFePO₄* аккумуляторы имеют самый низкий показатель саморазряда;

– *LiFePO₄* аккумуляторы не могут заряжаться при отрицательных температурах, что затрудняет их применение для автономного ЭТК;

– все рассмотренные типы аккумуляторов имеют высокий уровень безопасности эксплуатации, однако *LiFePO₄* выделяются своей высокой экологичностью, что становится все более важным фактором при выборе энергоисточника.

В целом, литий-железо-фосфатные аккумуляторы превосходят свинцово-кислотные АБ по большинству параметров, особенно важных для автономных ЭТК, где требуется надежный, долговечный, безопасный и экологически чистый накопитель электроэнергии. Однако стоит учитывать, что они могут потребовать более высоких первоначальных инвестиций, что не всегда может быть оправдано в зависимости от специфики применения и доступного бюджета, а также не могут заряжаться при отрицательных температурах.

Среди свинцово-кислотных АБ для определения наиболее предпочтительной технологии необходимо учесть контекст использования аккумулятора. Например, если важна максимальная энергоемкость и длительный срок службы, то технологии *GEL* и *GEL LC* могут быть предпочтительнее. Если же важна стоимость и низкий саморазряд, и более низкие температуры эксплуатации, то стоит рассмотреть технологии *AGM*, *AGM CCCR* или *AGM LC*.

Аккумуляторы *GEL LC* обладают самым большим ресурсом в циклическом режиме, что указывает на их более длительный ресурс. Они также имеют самую низкую стоимость цикла заряд-разряд. Однако их удельная энергоемкость ниже, чем у *AGM*, *AGM CCDD* или *AGM LC*, а стоимость емкости выше.

На основании проведенного исследования для проведения технико-экономического обоснования был выбран свинцово-кислотный аккумулятор с электролитом в гелеобразном состоянии с добавлением углерода в активный материал на отрицательной пластине (*GEL LC*).

3.4 Обоснование параметрической достаточности автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ

Для обоснования параметрической достаточности ЭТК необходимо определить минимальные значения номинальных мощностей ФЭУ и ТЭУ, а также номинальную емкость АБ, при которых будет обеспечиваться бесперебойное электроснабжение ПТМ.

Среди технических критериев, используемых при выборе и оптимизации параметров ЭТК источниками питания на основе ВИЭ и АИЭ, а также АБ выделяют следующие [142]:

- вероятность потери питания (*LPSP*);
- вероятность потери нагрузки (*LLP*);
- ожидаемый недоотпуск электроэнергии (*EENS*);
- вероятность дефицита питания (*DPSP*).

Параметрическая достаточность автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для бесперебойного электроснабжения ПТМ может определяться при помощи критерия вероятности потери нагрузки *LLP*. Вероятность потери нагрузки определяется как вероятность того, что система не сможет обеспечить требуемую мощность для электрической нагрузки в определенный период времени. Это может произойти из-за таких факторов, как недостаточная мощность источников питания или аварийные отключения. *LLP* определяется по выражению (3.3) как отношение дефицита электроэнергии к требуемойся электроэнергии за расчетный период [84, 120]. Для обеспечения бесперебойной работы значение *LLP* должно быть равно 0. Это обусловлено тем, что перерывы в электроснабжении ПТМ недопустимы.

$$LLP = \frac{\sum_{t=1}^T \varphi t}{T}, \quad (3.3)$$

где T – общее время работы ЭТК, ч;

t – переменная времени, ч;

φt – дефицит генерируемой мощности, определяется по выражению (3.4).

$$\varphi t = \begin{cases} 0 & \text{если } P_{\text{НАГР}}(t) \leq P_{\text{ФЭУ}}(t) + P_{\text{ТЭУ}}(t) \\ 1 & \text{если } P_{\text{НАГР}}(t) > P_{\text{ФЭУ}}(t) + P_{\text{ТЭУ}}(t) \end{cases} \quad (3.4)$$

Проведя численное математическое моделирование (см. главу 2) для различных соотношений номинальных мощностей источников питания и емкости АБ, были получены

соотношения, характеризующие значения номинальных мощностей ФЭУ и ТЭУ, при которых обеспечивается бесперебойное электроснабжение ПТМ нефтепровода, с учетом емкости аккумуляторной батареи, удаленности и климатических условий размещения ЭТК, конструктивных характеристик трубопровода и физико-химических свойств транспортируемой нефти.

На рисунке 3.14 показаны соотношения параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ обеспечивающие бесперебойное электроснабжение ПТМ нефтепровода, географически расположенного в координатах 61.1 с.ш., 72.6 в.д. (г. Нефтеюганск, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра).

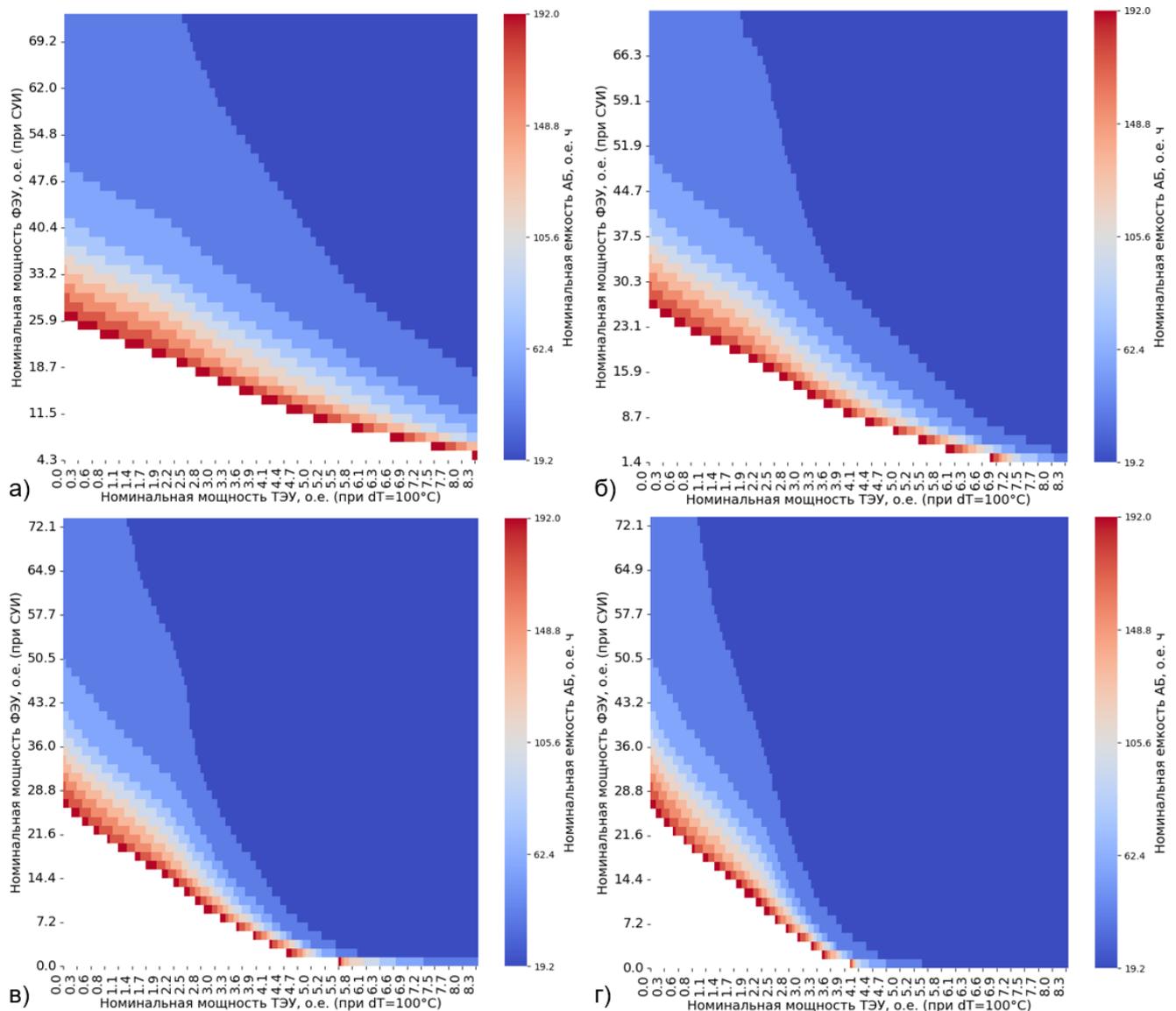


Рисунок 3.14 – Соотношения параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, обеспечивающие бесперебойное электроснабжение ПТМ для координат 61.1 с.ш., 72.6 в.д. при температуре транспортируемой нефти в месте размещения ЭТК:

а) 40°C; б) 50°C; в) 60°C; г) 70°C

Данные соотношения были получены для параметров нефтепровода и транспортируемой нефти, которые были отражены в главе 2, но для диапазона температуры нефти от 40 до 70°C.

Из полученных соотношений номинальных параметров источников питания видно, что обеспечение бесперебойным электроснабжением ПТМ нефтепровода в данных координатах возможно только за счет ФЭУ, однако наличие ТЭУ позволяет снизить потребность в емкости АБ.

Аналогично был произведен расчет для 67.80 с.ш., 83.55 в.д. (Ванкорское нефтегазовое месторождение, Красноярский край). Полученные соотношения показаны на рисунке 3.15.

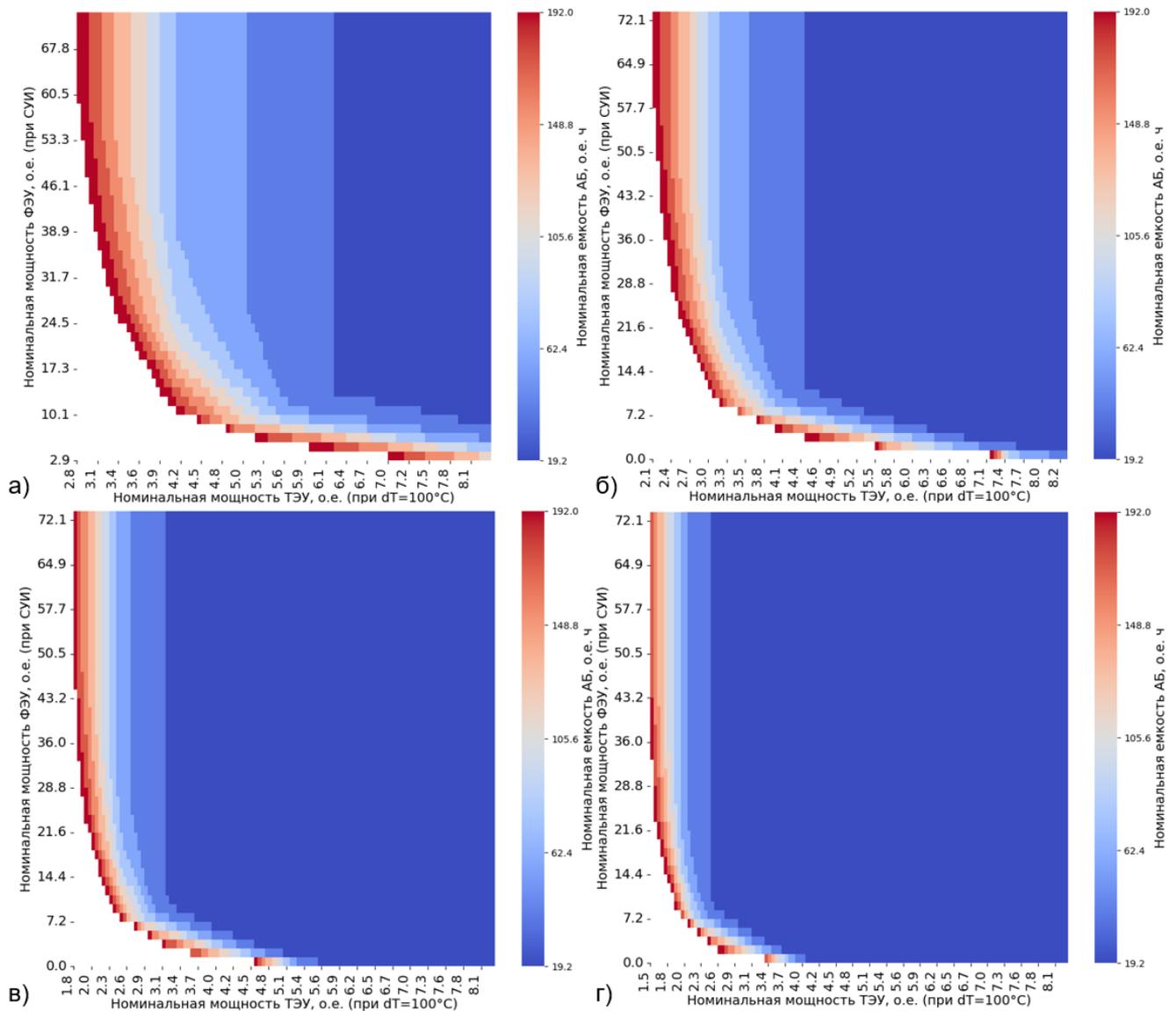


Рисунок 3.15 – Соотношения параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, обеспечивающие бесперебойное электроснабжение ПТМ для координат 67.80 с.ш., 83.55 в.д. при температуре транспортируемой нефти в месте размещения ЭТК:

а) 40°C; б) 50°C; в) 60°C; г) 70°C

Кроме того, были проведены расчеты для п. Новозаполярный и г. Губкинский, но полученные соотношения параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ не отражены в тексте данной

работы, поскольку полученные соотношения для г. Нефтеюганск и г. Губкинский имеют одинаковый характер, а для п. Новозаполярный и Ванкорского нефтегазового месторождения полученные соотношения имеют схожий характер.

Из полученных соотношений номинальных параметров источников питания для данных координат видно, что обеспечение бесперебойным электроснабжением ПТМ нефтепровода в данных координатах только за счет ФЭУ невозможно, так как наличие полярной ночи на данной территории делает невозможным применение ФЭУ в качестве единственного источника питания. При этом ТЭУ может применяться в качестве единственного источника питания, но наличие ФЭУ позволяет снизить потребность в емкости АБ. В то же время с увеличением температуры транспортируемой нефти в месте размещения ЭТК также снижается потребность в емкости АБ.

Таким образом, за счет применения ЭТК с ФЭУ и ТЭУ с выбранными параметрами по установленным соотношениям номинальных мощностей источников питания с учетом емкости АБ, удаленности и климатических условий размещения комплекса, конструктивных характеристик трубопровода и физико-химических свойств транспортируемой нефти достигается обеспечение бесперебойного электроснабжения ПТМ нефтепровода.

3.5 Методика выбора номинальных параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ

На основании проведенных исследований была разработана методика выбора номинальных параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ [71], представленная в виде алгоритма на рисунке 3.16.

Укрупненно данный алгоритм можно описать следующими этапами:

Этап 1. Сбор исходных данных. Задание географических координат ПТМ и его удаленности от пункта подогрева нефти. Определение конструктивных характеристик нефтепровода. Определение физико-химических свойств транспортируемой нефти. Выгрузка данных о климатическом профиле из базы данных *NASA POWER*.

Этап 2. Расчеты и анализ данных. Расчет температур на сторонах ТЭУ. Формирование временных рядов климатических данных. Определение типа ПТМ по функциональным возможностям. Формирование временного ряда мощности электрической нагрузки.

Этап 3. Установление параметров и моделирование. Задание граничных условий работы ЭТК (вероятность потери нагрузки 0%). Задание номинальных параметров ФЭУ, ТЭУ и АБ. Моделирование работы ЭТК.

Этап 4. Проверка и оптимизация. Проверка выполнения граничных условий: если условия не выполнены, возвращение к корректировке заданных номинальных параметров.

В зависимости от поставленной задачи, возможны:

– проверка выбранной структуры и параметров ЭТК на выполнение граничных условий;

- определение диапазона допустимых соотношений ЭТК, удовлетворяющих требованиям электроснабжения ПТМ нефтепровода;
- выполнение оптимизации состава ЭТК.

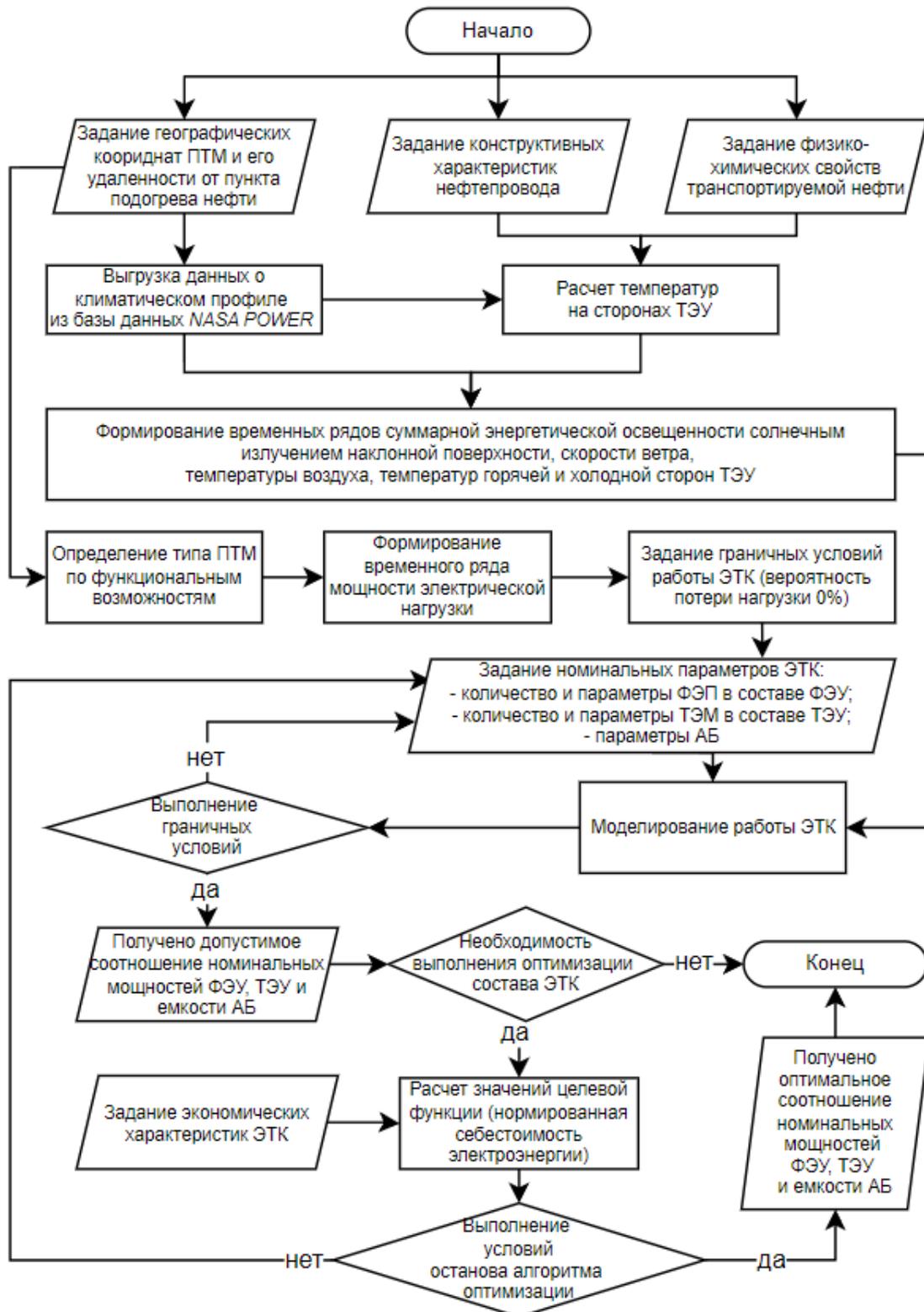


Рисунок 3.16 – Алгоритм выбора номинальных и оптимальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ

Этап 5. Выполнение оптимизации состава ЭТК. Задание экономических характеристик ЭТК. Расчет значений целевой функции (нормированная стоимость электроэнергии). Проверка выполнения условий останова алгоритма оптимизации. Если условия не выполнены, возвращение к корректировке параметров.

Таким образом, разработана методика выбора номинальных параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, позволяющая выбрать соотношение номинальных мощностей источников питания и номинальной емкости АБ, удовлетворяющее требованиям к обеспечению бесперебойности работы ПТМ, а именно нулевой вероятности потери нагрузки из-за недостатка генерирующих мощностей.

3.6 Выводы по Главе 3

1. Установлены медианные параметры ТЭМ и односторонних ФЭП, которые могут быть использованы при проведении моделирования и технико-экономического обоснования внедрения ТЭУ и ФЭУ без привязки к производителям и моделям ТЭМ и ФЭП или в случае отсутствия необходимых параметров в технических описаниях и/или паспортах, и/или спецификациях производителей.

2. Доказана параметрическая достаточность автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.

3. Разработана методика выбора номинальных параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для бесперебойного электроснабжения ПТМ нефтепровода, учитывающая климатические условия эксплуатации комплекса, конструктивные характеристики нефтепровода и физико-химические свойства транспортируемой нефти.

ГЛАВА 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

4.1 Техническая реализация автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ

По теме исследования было получено 2 патента на изобретения:

1. Патент № 2682767 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006.01). Автономный пункт сбора данных для системы обнаружения утечек жидких углеводородов [36].

2. Патент № 2723344 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006.01). Комплекс автономного электроснабжения пункта сбора данных системы обнаружения утечек жидких углеводородов [37].

4.1.1 Автономный пункт сбора данных для системы обнаружения утечек жидких углеводородов

Техническая реализация ЭТК с ТЭУ и АБ для электроснабжения ПТМ, предназначенного для мониторинга состояния нефтепровода и обеспечения работы системы обнаружения утечек описан в разработанном и запатентованном изобретении. Схема разработанного ЭТК представлена на рисунке 4.1.

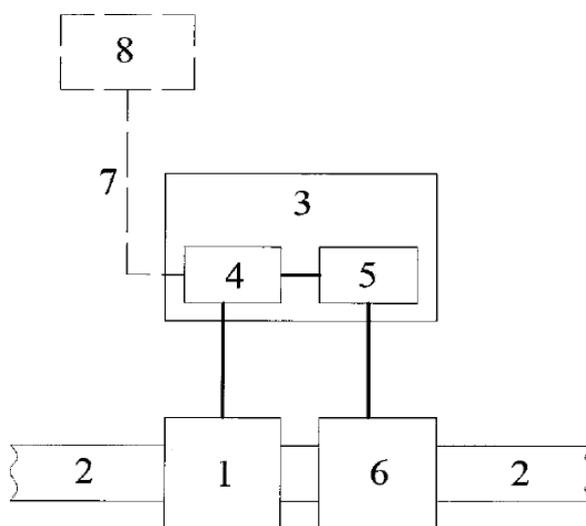


Рисунок 4.1 – Схема автономного пункта сбора данных для системы обнаружения утечек жидких углеводородов, где 1 – КИП; 2 – охраняемый трубопровод (нефтепровод); 3 – шкаф телемеханика; 4 – контроллер (СОУ); 5 – блок питания; 6 – термоэлектрогенерирующий комплекс; 7 – каналы связи; 8 – сервер системы обнаружения утечек

«Изобретение относится к нефтегазовой промышленности и может быть использована для обеспечения автономной работы нижнего (средств измерений) и среднего (системы телемеханики) уровней систем обнаружения утечек жидких углеводородов.» [36]

«Автономный пункт сбора данных для системы обнаружения утечек жидких углеводородов состоит из контрольно-измерительных приборов 1, представляющих собой датчики давления, расходомеры, гидрофоны и другие необходимые измерительные приборы в одиночном исполнении или их комбинации, в зависимости от типа используемой системы обнаружения утечек, находящиеся в контакте с жидкими углеводородами и установленные на охраняемом трубопроводе 2, транспортирующем жидкие углеводороды. При этом охраняемый трубопровод 2 может быть подземным, наземным или подводным.

КИП 1 через кабели соединены с контроллером 4, который находится в шкафу телемеханики 3. Шкаф телемеханики 3 представляет собой навесной, наземный или непосредственно установленный на охраняемый трубопровод 2 шкаф с клеммниками подключения, также возможно его расположение в заглубленном в грунт колодце. В состав шкафа телемеханики 3 входит блок питания 5, по меньшей мере, один контроллер 4, состоящий из центрального процессора, модуля питания и, по меньшей мере, одного модуля связи. В случае подземной или подводной прокладки охраняемого трубопровода 2 конструкция шкафа телемеханики 3 выполняется со степенью защиты IP68, в случае наземной прокладки охраняемого трубопровода 2 конструкция шкафа телемеханики 3 выполняется со степенью защиты не ниже IP65.

Шкаф телемеханики 3, а именно входящий в его состав блок питания 5, соединен через электрический кабель с термоэлектрогенерирующим комплексом 6, который установлен непосредственно на охраняемый трубопровод 2.

Термоэлектрогенерирующий комплекс 6 состоит из генераторных термоэлектрических модулей, количество которых зависит от потребностей потребителя, в основе работы комплекса лежит эффект Зеебека, *DC/DC* преобразователя, блока аккумуляторов, выполняющих роль резервного питания, системы креплений на охраняемый трубопровод 2, систему охлаждения. В случае подземной и подводной прокладки охраняемого трубопровода 2 конструкция термоэлектрогенерирующего комплекса 6 выполняется со степенью защиты IP68, в случае наземной прокладки охраняемого трубопровода 2 конструкция термоэлектрогенерирующего комплекса 6 выполняется со степенью защиты не ниже IP65.

Через каналы связи 7, которые могут предоставлять собой радиосеть, GPS, HART, классические телеметрические кабели, GSM, Ethernet или другие типы коммуникации, а также их комбинации, в зависимости от типа используемой системы обнаружения утечек, осуществляется связь контроллера 4, а именно модуля связи или их группы, шкафа телемеханики 3 с сервером системы обнаружения утечек 8.

Устройство работает следующим образом. При достижении оптимальной разности температур между охраняемым трубопроводом 2 и окружающей средой осуществляется

генерация электроэнергии термоэлектрогенерирующим комплексом 6 для питания контроллера 4 шкафа телемеханики 3 через блок питания 5.

Установленные на охраняемый трубопровод 2 КИП 1 выдают преобразованный в ток сигнал, который передается в контроллер 4 шкафа телемеханики 5 по кабелям.

Контроллер 4 выполняет диагностику подключенных модулей и датчиков, собирает данные с КИП 1 на охраняемом трубопроводе 2, осуществляют кодирование полученной информации, сжатие и передает преобразованную информацию на сервер системы обнаружения утечек 8 по каналам связи 7.» [36]

«Технический результат достигается тем, что дополнительно на трубопроводе жестко закреплен термоэлектрогенерирующий комплекс, выход которого соединен электрическим кабелем со входом блока питания, внутри комплекса установлены генераторные термоэлектрические модули.» [36]

4.1.2 Комплекс автономного электроснабжения пункта сбора данных системы обнаружения утечек жидких углеводородов

Техническая реализация ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для электроснабжения ПТМ, предназначенного для мониторинга состояния нефтепровода и обеспечения работы системы обнаружения утечек описан в разработанном и запатентованном изобретении. Схема разработанного ЭТК представлена на рисунке 4.2.

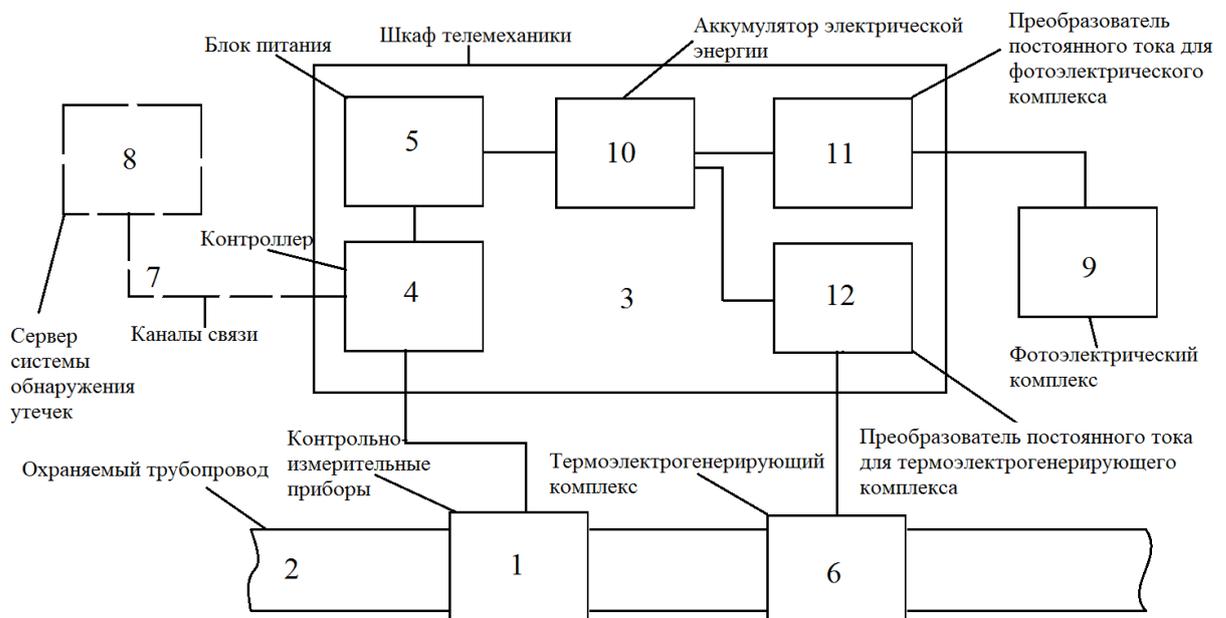


Рисунок 4.2 – Схема комплекса автономного электроснабжения пункта сбора данных системы обнаружения утечек жидких углеводородов

«Изобретение относится к нефтегазовой промышленности и может быть использовано для обеспечения автономной работы нижнего (средств измерений) и среднего (системы телемеханики) уровней систем обнаружения утечек жидких углеводородов.» [37]

«Комплекс автономного электроснабжения пункта сбора данных системы обнаружения утечек жидких углеводородов состоит из контрольно-измерительных приборов 1 в одиночном исполнении или их комбинации, в зависимости от типа используемой системы обнаружения утечек, установленных на охраняемом трубопроводе 2, транспортирующем жидкие углеводороды. При этом охраняемый трубопровод 2 может быть подземным или наземным.

КИП 1 через электрические кабели соединены с контроллером 4, находящемся в шкафу телемеханики 3. Шкаф телемеханики 3 выполняется навесным, наземным, жестко закрепленным на охраняемом трубопроводе 2 или заглубленным в грунт. Шкаф телемеханики 3 состоит из клемм подключения, блока питания 5, по меньшей мере, одного контроллера 4, аккумулятора электрической энергии 10, преобразователя постоянного тока для фотоэлектрического комплекса 11 и преобразователя постоянного тока для термоэлектрогенерирующего комплекса 12.

При подземной прокладке охраняемого трубопровода 2 конструкция шкафа телемеханики 3 выполняется со степенью защиты от пыли и влаги IP68, при наземной прокладке охраняемого трубопровода 2 конструкция шкафа телемеханики 3 выполняется со степенью защиты от пыли и влаги не ниже IP65.

Контроллер 4 состоит из модуля питания, центрального процессора, и, по меньшей мере, одного модуля связи.

Блок питания 5 соединен через электрический кабель с аккумулятором электрической энергии 10.

Термоэлектрогенерирующий комплекс 6 соединен через электрический кабель с преобразователем постоянного тока для термоэлектрогенерирующего комплекса 12, который соединен через электрический кабель с аккумулятором электрической энергии 10.

Термоэлектрогенерирующий комплекс 6 жестко закреплен на охраняемом трубопроводе 2 и состоит из генераторных термоэлектрических модулей, количество которых зависит от установленной электрической мощности КИП 1, установленной электрической мощности контроллера 4 и суммарной величины потерь электрической энергии во всех узлах комплекса.

При подземной прокладке охраняемого трубопровода 2 конструкция термоэлектрогенерирующего комплекса 6 выполняется со степенью защиты от пыли и влаги IP68, в случае наземной прокладки охраняемого трубопровода 2 конструкция

термоэлектрогенерирующего комплекса 6 выполняется со степенью защиты от пыли и влаги не ниже IP65.

Фотоэлектрический комплекс 9 установлен на расстоянии от охраняемого трубопровода 2, которое определяется с учетом особенностей расположения участка охраняемого трубопровода 2, и состоит из фотоэлектрических модулей, общая площадь которых зависит от установленной электрической мощности КИП 1, установленной электрической мощности контроллера 4 и суммарной величины потерь электрической энергии во всех узлах комплекса.

Фотоэлектрический комплекс 9 соединен через электрический кабель с преобразователем постоянного тока для фотоэлектрического комплекса 11, который соединен через электрический кабель с аккумулятором электрической энергии 10.

Через каналы связи 7, которые могут представлять собой радиосеть, GPS, HART, классические телеметрические кабели, GSM, Ethernet или другие типы коммуникации, а также их комбинации, в зависимости от типа используемой системы обнаружения утечек, осуществляется связь контроллера 4, а именно модуля связи или их группы, шкафа телемеханики 3 с сервером системы обнаружения утечек 8.

Устройство работает следующим образом. При достижении оптимальной разности температур между охраняемым трубопроводом 2 и окружающей средой осуществляется генерация электрической энергии термоэлектрогенерирующим комплексом 6 для заряда аккумулятора электрической энергии 10 через преобразователь постоянного тока для термоэлектрогенерирующего комплекса 12, который осуществляет питание контроллера 4 шкафа телемеханики 3 через блок питания 5.

В то же время осуществляется генерация электрической энергии за счет попадания прямых, рассеянных или отраженных солнечных лучей на фотоэлектрические модули фотоэлектрического комплекса 9 для заряда аккумулятора электрической энергии 10 через преобразователь постоянного тока для фотоэлектрического комплекса 11, который осуществляет питание контроллера 4 шкафа телемеханики 3 через блок питания 5.

Установленные на охраняемый трубопровод 2 КИП 1 выдают преобразованный в ток или напряжение сигнал, который передается в контроллер 4 шкафа телемеханики 3 по электрическим кабелям.

Контроллер 4 выполняет диагностику подключенных модулей и датчиков, собирает данные с КИП 1 на охраняемом трубопроводе 2, осуществляет кодирование полученной информации, сжатие и передает преобразованную информацию на сервер системы обнаружения утечек 8 по каналам связи 7.» [37]

«Технический результат достигается тем, что дополнительно на расстоянии от охраняемого трубопровода установлен фотоэлектрический комплекс, состоящий из фотоэлектрических модулей, дополнительно в шкаф телемеханики установлены аккумулятор электрической энергии, соединенный через электрический кабель с блоком питания, преобразователь постоянного тока для фотоэлектрического комплекса, соединенный через электрические кабели с аккумулятором электрической энергии и фотоэлектрическим комплексом, преобразователь постоянного тока для термоэлектрогенерирующего комплекса, соединенный через электрические кабели с аккумулятором электрической энергии и термоэлектрогенерирующим комплексом» [37].

4.2 Влияние термоэлектрической установки на время безопасной остановки нефтепровода

При остановке транспортировки нефти по трубопроводу усиливается влияние внешних и внутренних источников теплоты или холода на состояние нефтепровода и его содержимого, что делает необходимым учитывать влияние ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода.

Временем безопасной остановки нефтепровода считается длительность периода прекращения транспортировки нефти, после которого потери на трение не превышают возможностей насосной станции [48].

Этот параметр критически важен для обеспечения бесперебойной и эффективной эксплуатации трубопроводной системы, особенно для нефтепроводов с высоковязкой нефтью. При расчете времени безопасной остановки нефтепровода учитываются такие факторы, как физико-химические свойства транспортируемой нефти, конструктивные параметры трубопровода, а также возможности насосных станций. При возобновлении работы нефтепровода после его остановки не должно происходить чрезмерного увеличения давления, вызванного сопротивлением трения или сдвига, которое может привести к повреждению оборудования или самого трубопровода.

Расчет времени безопасной остановки нефтепровода представляет собой сложную многокритериальную задачу [26]. Поэтому в данной работе максимально допустимым временем остановки нефтепровода принято считать нормируемое время ремонтных работ на нефтепроводе с остановкой транспортировки нефти.

В таблице 4.1 представлена максимальная нормативная продолжительность ремонтных работ в зависимости от условного диаметра трубопровода согласно ОР 13.01-60.30.00-КТН-002-7-01 «Регламенту по организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов» [35].

В таблице 4.2 представлена расчетная продолжительность работ по ликвидации аварий на магистральных нефтепроводах с заменой дефектного участка согласно РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах» [41].

Таблица 4.1 – Нормативная продолжительность ремонтных работ по ОР 13.01-60.30.00-КТН-002-7-01

Условный диаметр нефтепровода Ду, мм	350	400	500	700	800	1000	1200
Максимальная нормативная продолжительность ремонтных работ, сутки	1,5	1,7	2,2	2,8	3,1	3,5	4,3

Таблица 4.2 – Расчетная продолжительность ремонтных работ по РД 153-39.4-114-01

Условный диаметр нефтепровода Ду, мм	до 530 вкл.	720	820	1020	1220
Расчетная продолжительность ремонтных работ, сутки	2,3	2,4	3,0	3,3	3,5

Нормативная продолжительность ремонтных работ, а соответственно и время остановки нефтепровода, по ОР 13.01-60.30.00-КТН-002-7-01 и РД 153-39.4-114-01 относится к магистральным нефтепроводам. Однако максимальные значения нормативной продолжительности ремонтных работ также будут справедливы и для промышленных нефтепроводов.

Максимальное время безопасной остановки для нефтепровода диаметром до 530 мм принято 2,3 суток – как нормируемая продолжительность работ по ликвидации аварий с заменой дефектных участков.

Оценка влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода проводилась для рассмотренных координат 67.80 с.ш., 83.55 в.д. (Ванкорское нефтегазовое месторождение, Красноярский край), а также конструктивных параметров нефтепровода, физико-химических свойств нефти и номинальных параметров ТЭУ, отраженных в главе 2.

Расчет проводился для наихудших условий окружающей среды для заданных координат по статистическим данным из базы данных *NASA POWER* (период наблюдений с 2001 по 2022 год). Температура воздуха принята по температуре наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98: $-40,2^{\circ}\text{C}$. Скорость ветра принята как верхняя граница в ящичной диаграмме по статистическим данным холодных месяцев (месяцы, при которых среднесуточная температура воздуха ниже 8°C): 12,4 м/с. Температура нефти до остановки транспортировки принята равной 60°C . Предельной температурой безопасного охлаждения нефти принято значение 30°C .

Электрогенерирующая ТЭУ для остановленного нефтепровода является источником тепловых потерь, что описывается уравнением энергетического баланса в режиме генератора электрической энергии согласно выражению (4.1).

$$Q_{\Gamma} - Q_{\chi} - P = 0, \quad (4.1)$$

где Q_{Γ} – теплота, поглощающаяся на горячей стороне ТЭУ в режиме генератора;

Q_{χ} – теплота, выделяющаяся на холодной стороне ТЭУ в режиме генератора;

P – электрическая мощность, отдаваемая ТЭУ на нагрузку в режиме генератора.

Величина тепловых потерь на внешней стенке трубопровода в месте установки ТЭУ, исходя из вышеуказанного выражения, будет определяться по выражению (4.2).

$$Q_{\Gamma} = Q_{\chi} + P. \quad (4.2)$$

Для снижения тепловых потерь возможно перевести ТЭУ из генераторного режима в режим электронагревателя. Это достигается благодаря обратимости работы ТЭУ, которая заключается в том, что подвод теплоты к одной стороне ТЭМ и отвод от другой позволяет вырабатывать электроэнергию, а при подключении ТЭУ к внешнему источнику питания работа осуществляется в режиме электронагревателя с учетом полярности подключенного внешнего источника питания [20, 28]. Данное явление описывается вольт-ваттной характеристикой ТЭУ (рисунок 4.3).

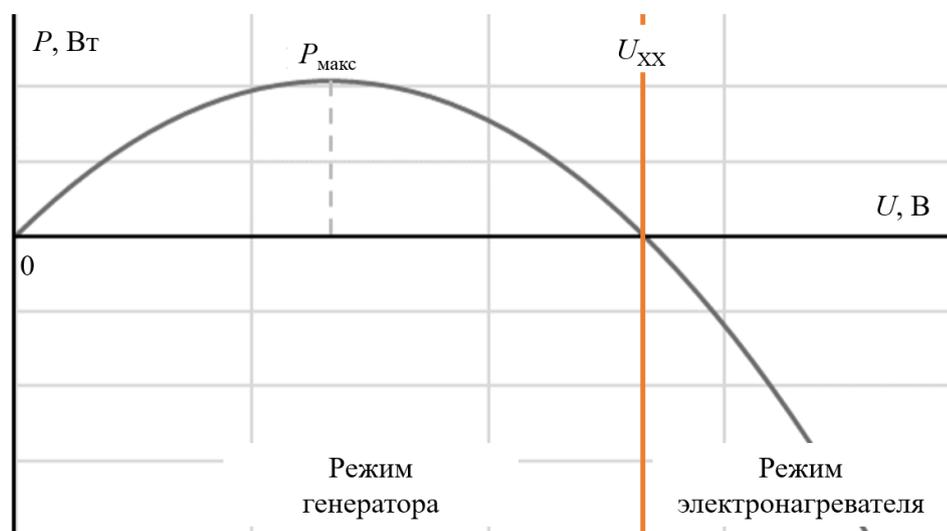


Рисунок 4.3 – Вольт-ваттная характеристика ТЭУ

Для перехода из режима электрогенератора в режим электронагревателя необходимо, чтобы напряжение подключенного внешнего источника питания было больше напряжения холостого хода (ХХ) ТЭУ, при этом стоит учитывать, что напряжение на одном ТЭМ не должно превышать максимального значения, указанного в его паспорте.

В режиме электронагревателя энергетический баланс ТЭУ будет описываться выражением (4.3), а величина тепловых потерь на внешней стенке трубопровода будет определяться по выражению (4.4)

$$Q_{\Gamma'} - Q_{X'} + P' = 0, \quad (4.3)$$

где $Q_{\Gamma'}$ – теплота, поглощаемая на горячей стороне ТЭУ в режиме электронагревателя ($Q_{\Gamma'} < Q_{\Gamma}$);

$Q_{X'}$ – теплота, выделяющаяся на холодной стороне ТЭУ в режиме электронагревателя ($Q_{X'} < Q_X$);

P' – электрическая мощность, потребляемая ТЭУ из внешнего источника питания в режиме электронагревателя.

$$Q_{\Gamma'} = Q_{X'} - P'. \quad (4.4)$$

Диаграммы энергетического баланса ТЭУ в режиме электрического генератора и в режиме электронагревателя представлены на рисунке 4.4.

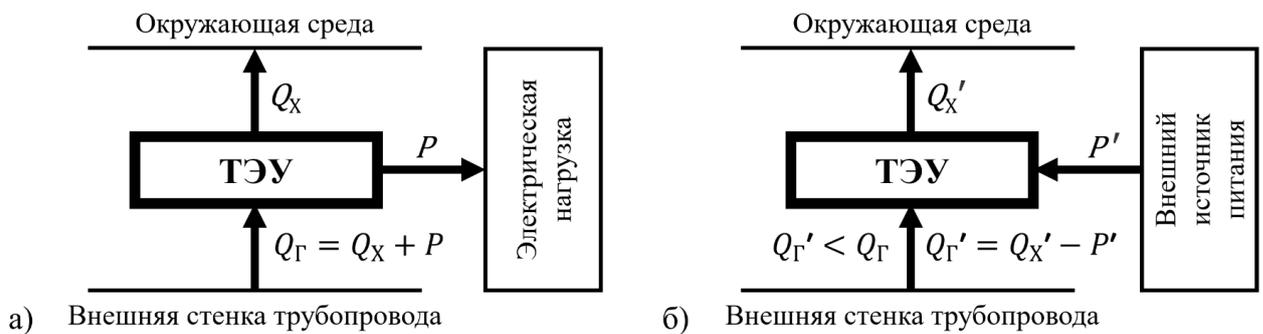


Рисунок 4.4 – Диаграммы энергетического баланса ТЭУ в:
 а) режиме генератора; б) режиме электронагревателя

Таким образом, благодаря изменению режима работы возможно снизить тепловые потери от внешней стенки нефтепровода, на которой располагается ТЭУ с естественным воздушным охлаждением, на величину мощности, подводимой от внешнего источника питания.

Для снижения влияния ТЭУ в режиме генератора электрической энергии предлагается после остановки транспортировки нефти осуществлять переключение ТЭУ в режим электронагревателя по схеме, представленной на рисунке 4.5.

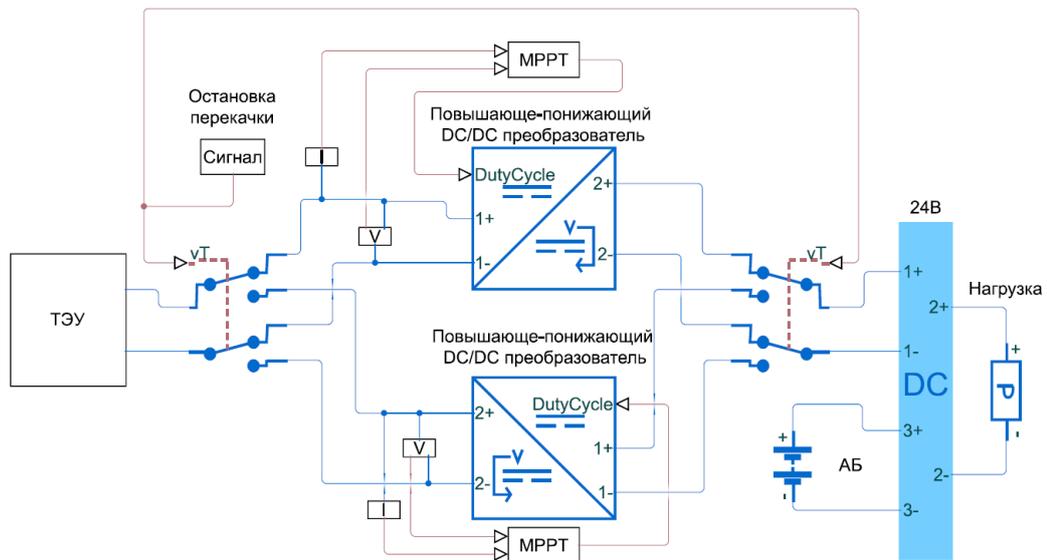


Рисунок 4.5 – Схема автономного ЭТК с возможностью изменения режимов работы ТЭУ

Оценка снижения влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода за счет управления мощностью в режиме электронагревателя осуществлялось в *Matlab Simulink* на имитационной модели теплопередачи на надземном участке изолированного нефтепровода диаметром 426 мм, на внешней стенке которого размещена ТЭУ с естественным воздушным охлаждением. Схема имитационной модели представлена на рисунке 4.6.

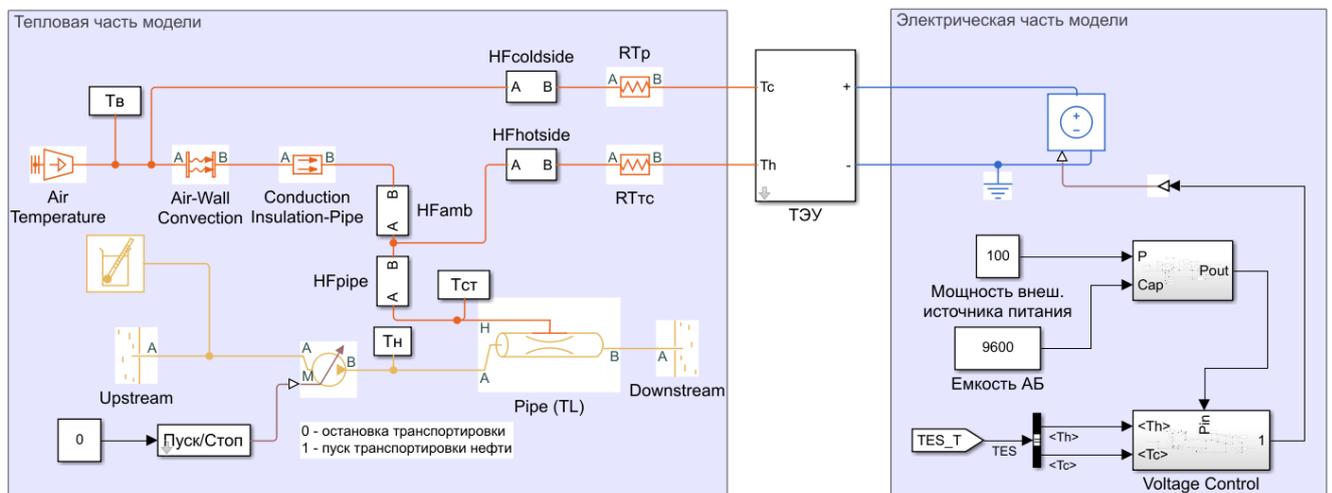


Рисунок 4.6 – Схема имитационной модели теплопередачи в изолированном нефтепроводе с ТЭУ в *Matlab Simulink*

Для расчета времени безопасной остановки нефтепровода за базисное значение мощности от внешнего источника питания, подводимой к ТЭУ как к электронагревателю, принята мощность электрической нагрузки ПТМ 50 Вт.

Расчет осуществлялся при изменении значения остаточной емкости АБ на момент остановки транспортировки нефти и мощности ТЭУ в режиме электронагревателя. Временем

безопасной остановки нефтепровода считалось время достижения предельной температуры безопасного охлаждения нефти.

Установленная зависимость времени безопасной остановки нефтепровода от мощности ТЭУ с учетом остаточной емкости АБ представлена на рисунке 4.7.

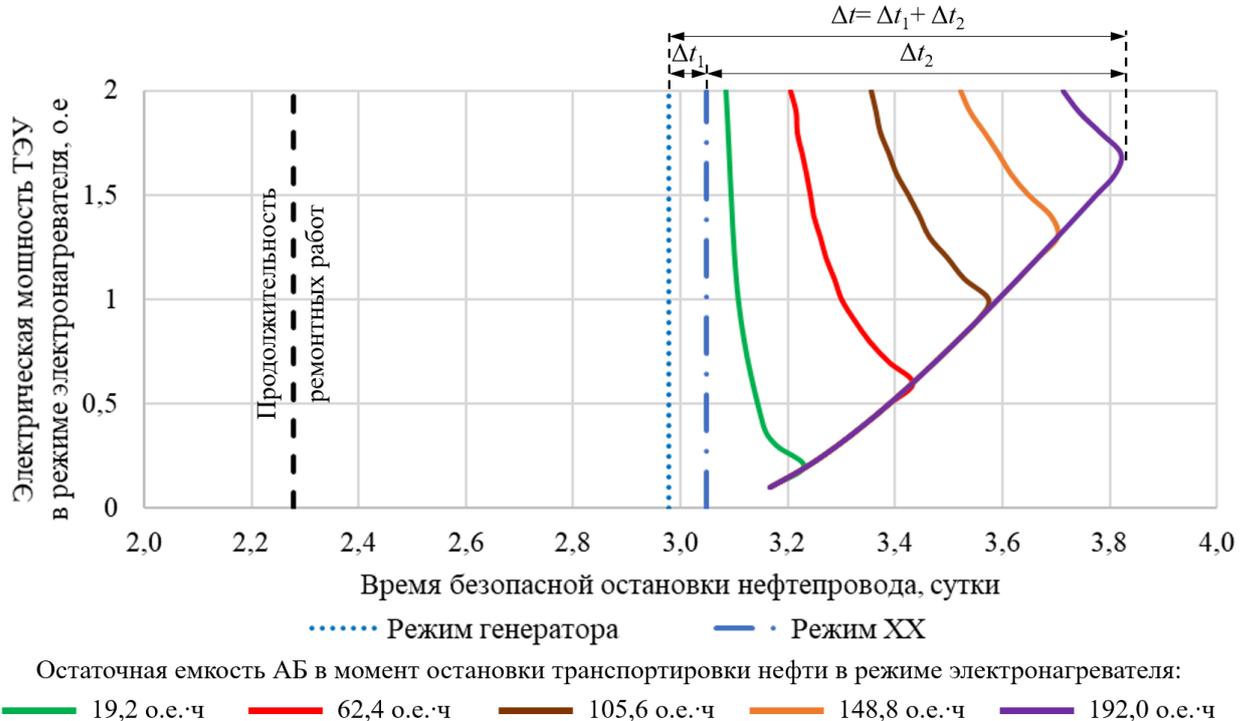


Рисунок 4.7 – Зависимость времени безопасной остановки нефтепровода от мощности ТЭУ с учетом остаточной емкости АБ после остановки транспортировки нефти

При работе ТЭУ в режиме XX время безопасной остановки нефтепровода увеличивается на 2 часа (2,4%) по сравнению с генераторным режимом, при работе в режиме электронагревателя – увеличивается на величину до 23 часов (30%) в зависимости от остаточной емкости АБ на момент остановки транспортировки нефти.

Таким образом, снижение влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода достигается за счет управления мощностью в режиме электронагревателя с учетом установленной зависимости потребляемой электрической мощности ТЭУ от остаточной емкости аккумуляторной батареи на момент остановки транспортировки нефти.

4.3 Оптимизация состава автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ

Оптимизация состава ЭТК с источниками питания на основе ВИЭ или АИЭ является актуальной задачей, которой посвящено большое число научных работ [117, 143, 145, 154], в которых описываются различные методики, алгоритмы и критерии оптимизации.

В большинстве случаев при решении оптимизационных задач по выбору состава автономных ЭТК технические критерии являются граничными условиями по надежности системы, а экономические критерии – целевой функцией оптимизации.

Техническими критериями чаще всего являются:

- вероятность потери питания;
- вероятность потери нагрузки;
- недоотпуск электроэнергии потребителю.

Среди экономических критериев выделяют [89]:

- общая стоимость жизненного цикла (*TLCC*),
- нормированная стоимость электроэнергии (*LCOE*);
- чистая приведенная стоимость (*NPV*);

Методы оптимизации разделяют на следующие:

- традиционные методы, к которым относят итеративный метод, численный подход, линейное программирование, вероятностный подход, графический метод и другие;
- нетрадиционные методы, к которым относят методы искусственного интеллекта, алгоритм оптимизации роя частиц, алгоритм оптимизации муравьиной колонии, алгоритм пчелиной колонии и другие;
 - программные методы;
 - комбинированные методы.

Традиционные методы характеризуются простотой в реализации, однако решение задач оптимизации такими методами может занимать большое количество времени, также полученные результаты зачастую не обладают достаточной точностью. Например, в работе [118] применялся итерационный метод для определения параметров источник питания в гибридной ветро-солнечной системе. В работе [25] предлагается алгоритм минимизации себестоимости электроэнергии в ЭТК с источниками питания на основе ВИЭ с использованием метода направленного перебора вариантов количества ФЭП в составе фотоэлектрической станции.

Нетрадиционные методы, наоборот, более сложны в реализации, требуют тщательной настройки, однако более эффективны, обладают большей точность, меньшим временем вычислений.

В последние годы для оптимизации энергокомплексов с ВИЭ все чаще апробируются эволюционные алгоритмы, из которых наибольшее распространение получили генетические алгоритмы и алгоритм роя частиц. Распространение получают и сравнительно новые виды эволюционных алгоритмов: имитации отжига, молниеносного поиска, преподавания и обучения и другие. В работе [171] предлагается использование генетического алгоритма для оптимизации состава ветро-солнечной системы. В работах [22] и [33] для оптимизации структуры автономного

ЭТК с источниками питания на основе ВИЭ используется алгоритм роя частиц, а в качестве целевой функции оптимизации выбрана нормированная стоимость электроэнергии. В работе [52] предложена оптимизации с применением алгоритма роя частиц для задач выбора номинальных параметров ФЭП, ДГУ и АБ в составе автономных солнечно-дизельных электростанций.

Каждый из методов и инструментов оптимизации имеет свои собственные особенности и потенциал, позволяющие значительно повысить применимость источников питания на основе ВИЭ и/или АИЭ и сделать их применение более экономичным и эффективным.

В данной работе в качестве критерия оптимальности выбрана нормированная стоимость электроэнергии, определяемая по выражению (4.5) [121]. Данный подход позволяет оценить среднюю расчётную стоимость производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла автономного ЭТК (включая все возможные инвестиции, затраты и доходы). В том числе можно произвести сравнение рассматриваемого решения с другими источниками электроэнергии.

$$LCOE = CRF \frac{TLCC}{W_{year}}, \quad (4.5)$$

где CRF – фактор возврата капитала, определяется по формуле (4.6);

$TLCC$ – общая стоимость жизненного цикла, руб., определяется по формуле (4.7);

W_{year} – потребленная электроэнергия в течение года, Вт·ч/год.

$$CRF = \frac{DR \cdot (1 + DR)^{LTS}}{(1 + DR)^{LTS} - 1}, \quad (4.6)$$

где DR – ставка дисконтирования, при расчетах принята 18%;

LTS – срок службы всего ЭТК, лет;

$$TLLC = LCC_{ФЭУ} + LCC_{ТЭУ} + LCC_{АБ} + LCC_{К} - LCC_{Л}, \quad (4.7)$$

где LCC – стоимость жизненного цикла, руб., для каждого компонента ЭТК вычисляются по выражениям (4.8)–(4.11);

$LCC_{Л}$ – ликвидационная стоимость элемента ЭТК, руб., рассчитывается по выражению (4.12).

Индексы указывают принадлежность значения параметра к соответствующему компоненту ЭТК. Индекс «К» относится к контроллеру заряда АБ и инвертору.

$$LCC_{ФЭУ} = N_{ФЭП} \frac{CC_{ФЭП} + LTS \cdot MC_{ФЭП}}{LT_{ФЭП}}, \quad (4.8)$$

$$LCC_{ТЭУ} = N_{ТЭМ} \frac{CC_{ТЭМ} + LTS \cdot MC_{ТЭМ}}{LT_{ТЭМ}}, \quad (4.9)$$

$$LCC_{АБ} = N_{АБ} \frac{CC_{АБ} \cdot (1 + NoR_{АБ}) + MC_{АБ} \cdot (LTS - NoR_{АБ})}{LT_{АБ}}, \quad (4.10)$$

$$LCC_{К} = \frac{CC_{К} \cdot (1 + NoR_{К}) + MC_{К} \cdot (LTS - NoR_{К})}{LT_{К}}, \quad (4.11)$$

где CC – капитальные затраты компонента ЭТК, руб.;

N – количество компонентов ЭТК, шт.;

MC – стоимость технического обслуживания компонента ЭТК, руб./год;

LT – срок службы компонента, лет;

NoR – количество замен компонента за срок службы всего ЭТК.

$$LCC_{\text{Л}} = SFF \cdot CC_{\text{Л}}, \quad (4.12)$$

где $CC_{\text{Л}}$ – капитальная стоимость всего ЭТК в конце срока службы, руб.;

SFF – коэффициент амортизационного фонда, определяемый по выражению (4.13).

$$SFF = \frac{DR}{(1 + DR)^{LTS} - 1}. \quad (4.13)$$

Также важным экономическим критерием для сравнения разрабатываемого автономного ЭТК с другими вариантами электроснабжения ПТМ нефтепровода является чистая приведенная стоимость, определяемая по выражению (4.14).

$$NPV = \sum_{n=1}^n \frac{CF_n}{(1 + DR)^n}. \quad (4.14)$$

При выполнении технико-экономических расчетов ставка дисконтирования (18%), стоимость компонентов автономного ЭТК (фотоэлектрические панели, термоэлектрические модули, соединительная арматура, металлоконструкции, в том числе радиаторы, аккумуляторные батареи, контроллер ЭТК и т.д.) приняты по средней розничной цене в рублях по состоянию на май 2024 года.

Для расчета нормированной стоимости электроэнергии были заданы экономические параметры компонентов ЭТК, которые отражены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Экономические характеристики компонентов ЭТК

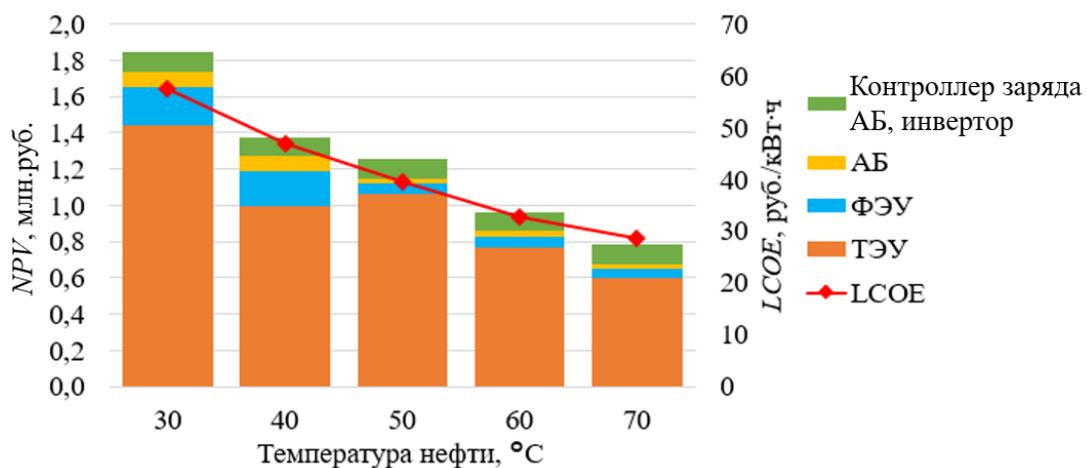
Единица компонента ЭТК	Капитальные затраты, тыс. руб.	Стоимость технического обслуживания, тыс. руб./год	Срок службы, лет	Количество замен компонента за срок службы всего ЭТК
ФЭП	27	0,27	20	1
ТЭМ	6	0,06	20	1
АБ	9	0,09	10	2
Контроллер заряда АБ, инвертор	65	0,65	10	2

В капитальные затраты ФЭУ, ТЭУ и АБ включены стоимости соединительной арматуры, металлоконструкций, преобразователей. Капитальные затраты и стоимость обслуживания указаны для одной ФЭП в составе ФЭУ, для одного ТЭМ в составе ТЭУ, для одной АБ.

Ликвидационная стоимость ЭТК принята равной 10% от капитальных затрат на внедрение всего ЭТК.

Поскольку в данной работе в главе 3 при выполнении обоснования параметрической достаточности ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ определялись соотношения номинальных параметров источников питания и емкости АБ, удовлетворяющие техническому критерию оптимизации – вероятности потери нагрузки, то для определения экономического критерия оптимизации (нормированной стоимости электроэнергии) был применен итеративный метод.

Для оценки влияния температуры нефти на изменение экономических показателей ЭТК была проведена оптимизация состава ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для температуры нефти от 30°C до 70°C с шагом 10°C. Сравнение NPV и $LCOE$ оптимальных комбинаций автономного ЭТК, полученных для координат 67.80 с.ш., 83.55 в.д. (Ванкорское нефтегазовое месторождение) и рассмотренных ранее параметров нефтепровода и транспортируемой нефти, представлено на рисунке 4.8. При температуре нефти 60°C $LCOE$ составляет 32,8 руб/кВт·ч, при этом номинальная мощность ($P_{ном}$) ФЭУ составляет 11,5 о.е. (при СУИ), ТЭУ – 3,2 о.е. (при $\Delta T = 100^\circ\text{C}$) и номинальная емкость ($C_{ном}$) АБ – 19,2 о.е.·ч.



$P_{ном}$ ФЭУ: 40,4 о.е.	$P_{ном}$ ФЭУ: 37,5 о.е.	$P_{ном}$ ФЭУ: 11,5 о.е.	$P_{ном}$ ФЭУ: 11,5 о.е.	$P_{ном}$ ФЭУ: 10,1 о.е.
$P_{ном}$ ТЭУ: 6,0 о.е.	$P_{ном}$ ТЭУ: 4,1 о.е.	$P_{ном}$ ТЭУ: 4,4 о.е.	$P_{ном}$ ТЭУ: 3,2 о.е.	$P_{ном}$ ТЭУ: 2,5 о.е.
$C_{ном}$ АБ: 57,6 о.е.·ч	$C_{ном}$ АБ: 57,6 о.е.·ч	$C_{ном}$ АБ: 19,2 о.е.·ч	$C_{ном}$ АБ: 19,2 о.е.·ч	$C_{ном}$ АБ: 19,2 о.е.·ч

Оптимальные соотношения по критерию $LCOE$

Рисунок 4.8 – NPV и $LCOE$ ЭТК в зависимости от температуры транспортируемой нефти

С увеличением температуры нефти требуемая величина установленной мощности ТЭУ снижается. Данный факт оказывает сильное влияние на технико-экономическое обоснование автономного ЭТК, содержащего ТЭУ.

Расчитанные в данной работе $LCOE$ были приведены к значениям $\$_{2021}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ для сравнения с результатами глобального обзора [197] для автономных ЭТК. Приведение $LCOE$ к значениям $\$_{2021}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ осуществлялся путем оценки среднего уровня инфляции за период с 2021 по 2024 года, который составил 16,83%, а также конвертацией рублей в доллары США по среднегодовому валютному курсу за 2021 год – 73,7 рублей за доллар США.

Согласно [197] $LCOE$ автономных ЭТК с источниками питания на основе ВИЭ и АИЭ во всем мире варьируется от 0,03 $\$_{2021}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ до 1,00 $\$_{2021}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$. Значения, которые не входят в этот диапазон свидетельствуют о завышении или занижении расчетного значения $LCOE$. $LCOE$ предлагаемого автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ в диапазоне от 0,24 $\$_{2021}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ до 0,49 $\$_{2021}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$. Это говорит о том, что технико-экономический расчет выполнен верно, а предлагаемая структура и состав автономного ЭТК является конкурентно способными.

Также был проведен расчет для координат 61.1 с.ш., 72.6 в.д. (г. Нефтеюганск, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра), который характеризуется отсутствием полярной ночи. Для данных координат оптимальным по критерию $LCOE$ является ЭТК с единственным источником питания – ФЭУ и АБ. $LCOE$ составляет 24,5 руб/кВт·ч, при этом номинальная мощность ФЭУ составляет 50,4 о.е. (при СУИ), а емкость АБ – 38,4 о.е.·ч.

Применение ФЭУ совместно с ТЭУ позволяет снизить емкость АБ и количество ФЭП в составе ФЭУ. Это может быть важным в условиях:

- ограниченных незатененных площадей для размещения ФЭУ;
- экстремально холодного климата из-за снижения эффективности работы АБ;
- повышения надежности электроснабжения за счет второго генерирующего устройства.

Основные капитальные затраты на внедрение рассматриваемого автономного ЭТК приходятся на ТЭУ. В первую очередь это связано с низкой эффективностью термоэлектрических материалов. Стоит отметить, что в настоящее время исследователи сосредоточены на создании новых термоэлектрических материалов, которые могут быть более эффективными и позволят преодолеть недостатки, связанные с взаимосвязанными электрическими и тепловыми свойствами этих материалов [85, 212]. Развитие технологии производства термоэлектрических материалов и их большее распространение может существенно снизить стоимость ТЭУ, а следовательно, и систем, их использующих.

4.4 Оценка экономической эффективности внедрения автономного ЭТК

Классическим способом электроснабжения ПТМ нефтепровода является строительство ответвлений от ЛЭП среднего класса напряжения. Поэтому при выполнении технико-экономического обоснования внедрения автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ предлагаемое решение необходимо сравнивать со строительством ответвления от районных ЛЭП.

Для оценки капитальные затраты на строительство ответвления от ЛЭП приняты равными 600 тыс.руб./км ответвления от ЛЭП и 90 тыс.руб. – стоимость строительства понижающего трансформатора 6(10)/0,4 кВ. В расчете не учитываются затраты на проектные работы, а также затраты на осуществление технологического присоединения к существующим сетям электроснабжения.

Экономическая целесообразность внедрения рассматриваемого ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ зависит от удаленности ПТМ от существующей ЛЭП и температуры нефти в месте размещения комплекса.

Нижняя граница зоны экономической целесообразности внедрения автономного ЭТК, расположенного в координатах 67.80 с.ш., 83.55 в.д. (Ванкорское нефтегазовое месторождение) при рассмотренных ранее конструктивных параметрах нефтепровода, а также физико-химических свойств транспортируемой нефти, представлена на рисунке 4.9 и определяется по выражению $L_{ЛЭП} = 107,5 \cdot T_H^{-1,062}$, где $L_{ЛЭП}$ – удаленность ПТМ от существующей ЛЭП, км; T_H – температура нефти в месте размещения ЭТК, °С.

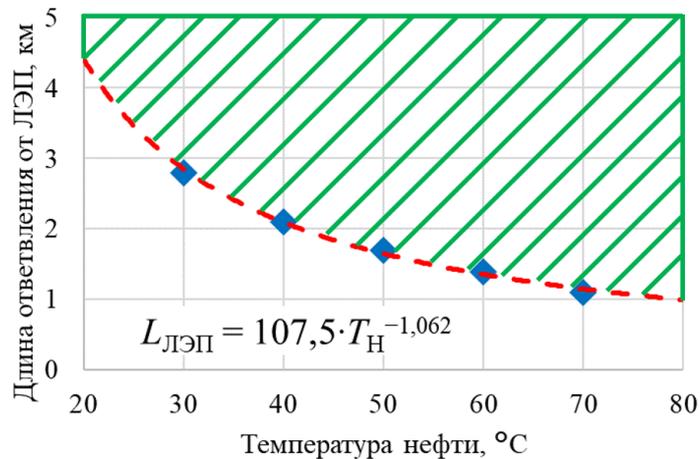


Рисунок 4.9 – Зона экономической целесообразности внедрения ЭТК по сравнению со строительством ответвления от ЛЭП

По рисунку 4.9 в зависимости от температуры нефти можно определить минимальное расстояние ответвления от ЛЭП, при котором внедрение автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ будет экономически оправдано.

4.5 Выводы по Главе 4

1. Осуществлена техническая реализация автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для бесперебойного электроснабжения ПТМ нефтепровода. По теме исследования было получено 2 патента РФ на изобретения.

2. Снижение влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода достигается за счет управления мощностью в режиме электронагревателя с учетом установленной зависимости

потребляемой электрической мощности ТЭУ от остаточной емкости аккумуляторной батареи на момент остановки транспортировки нефти.

3. Выполнена оптимизация состава автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ по критерию нормированной стоимости электроэнергии. Оценено влияние температуры нефти на технико-экономические показатели автономного ЭТК.

4. Проведена оценка экономической эффективности от внедрения автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для электроснабжения ПТМ по сравнению со строительством ответвлений от ЛЭП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации предлагается новое решение актуальной научно-технической задачи по обеспечению автономным электроснабжением пунктов телемеханики нефтепроводов в условиях ограниченной доступности возобновляемых источников энергии за счет применения разработанного автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической и термоэлектрической установками, а также аккумуляторной батареей.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Проанализировано текущее состояние проблемы автономного электроснабжения ПТМ нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях. Проанализированы существующие АИП для ПТМ, определены их преимущества и недостатки. Подтверждена необходимость разработки и внедрения автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.

2. Определены математические зависимости для расчета выходных параметров электрогенерирующей ТЭУ с учетом конструктивных характеристик трубопровода, удаленности и климатических условий расположения комплекса, а также характеристик транспортируемой нефти. Полученные математические зависимости реализованы в виде программы для ЭВМ.

3. Разработана методика определения суммарной часовой энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности в условиях отсутствия установленной зависимости коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба.

4. Разработана имитационная математическая модель автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Результаты, полученные при имитационном математическом моделировании рассматриваемого комплекса, доказывают, что за счет применения ЭТК с комбинацией ФЭУ, ТЭУ и АБ достигается бесперебойное электроснабжение ПТМ.

5. Разработан имитационный лабораторный стенд. Проведена оценка пригодности имитационной математической модели рассматриваемого ЭТК. Малые значения ошибок ($nMSE = 4,3$; $nMABE = 15,51$; $nRMSE = 31,79$) и высокий коэффициент детерминации ($R^2 = 0,97$) указывают на то, что имитационная математическая модель хорошо описывает реальную систему.

6. Разработана методика выбора номинальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Определены допустимые соотношения номинальных мощностей источников питания рассматриваемого комплекса, с учетом емкости АБ, обеспечивающие бесперебойное электроснабжение ПТМ нефтепровода.

7. Оценено влияние работы ТЭУ на нефтепровод после остановки транспортировки нефти. Снижение влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода достигается за счет изменения режима работы ТЭУ: в режиме ХХ время безопасной остановки нефтепровода увеличивается на 2 часа (2,4%) по сравнению с электрогенераторным режимом; в режиме

электронагревателя увеличение составляет до 23 часов (30%) в зависимости от емкости АБ на момент остановки транспортировки.

8. Определен оптимальный состав ЭТК для рассматриваемых условий размещения комплекса: при температуре нефти 60°C $LCOE$ составляет 32,8 руб./кВт·ч, номинальная мощность ФЭУ 11,5 о.е. (при СУИ), номинальная мощность ТЭУ 3,2 о.е. (при $\Delta T = 100^{\circ}\text{C}$) и номинальная емкость АБ 19,2 о.е.·ч. Длина ответвления от ЛЭП, больше которой экономически целесообразно внедрять рассматриваемый ЭТК для заданных условий, определяется по выражению $L_{\text{ЛЭП}} = 107,5 \cdot T_{\text{H}}^{-1,062}$.

Перспективным направлением темы исследований является расширение области применения автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, например на автономных кустовых площадках, а также развитие способов технической реализации рассматриваемого ЭТК.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АБ – аккумуляторная батарея;
- АИП – автономный источник питания;
- АИЭ – альтернативные источники энергии;
- ВАХ – вольтамперная характеристика;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ВЭУ – ветроэлектрическая установка;
- ГНПС – главная нефтеперерабатывающая станция;
- ГС – гетероструктурная;
- ДГУ – дизель-генераторная установка;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ЛТМ – линейная телемеханика;
- М.З. – медианные значения;
- МК – монокристаллическая;
- НГП – нефтегазоносная провинция;
- ПНПС – промежуточная нефтеперерабатывающая станция;
- ПК – поликристаллическая;
- ППН – пункт подогрева нефти;
- ПТМ – пункт телемеханики;
- РУ – распределительное устройство;
- С.П. – серийно производимые;
- СТМ – стационарная телемеханика;
- СОУ – система обнаружения утечек;
- СУИ – стандартные условия испытаний;
- ТП – тонкопленочная;
- ТЭ – топливный элемент;
- ТЭМ – термоэлектрический модуль;
- ТЭУ – термоэлектрическая установка;
- ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;
- ФЭП – фотоэлектрическая панель;
- ФЭУ – фотоэлектрическая установка;
- ХХ – холостой ход;
- ЭТК – электротехнический комплекс;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

AGM – свинцово-кислотный аккумулятор с абсорбированным в матрице из стекловолокна электролитом;

AGM CCCR – свинцово-кислотный аккумулятор с абсорбированным в матрице из стекловолокна электролитом, произведенный по технологии непрерывной разливки, прямой прокатке и штамповке;

AGM LC – свинцово-кислотный аккумулятор с абсорбированным в матрице из стекловолокна электролитом с добавлением углерода в активный материал на отрицательной пластине;

DC/DC преобразователь – преобразователь постоянного тока в постоянный;

DNI – рассеянное солнечное излучение;

DPSP – вероятность дефицита питания;

DR – ставка дисконтирования;

EENS – ожидаемый недоотпуск электроэнергии;

FF – коэффициент заполнения вольтамперной характеристики;

GHI – глобальное горизонтальное солнечное излучение;

GEL – свинцово-кислотный аккумулятор с электролитом в гелеобразном состоянии;

GEL LC – свинцово-кислотный аккумулятор с электролитом в гелеобразном состоянии с добавлением углерода в активный материал на отрицательной пластине;

LCC – стоимость жизненного цикла;

LCOE – нормированная стоимость электроэнергии;

LiFePO₄ – литий-железо-фосфатный аккумулятор;

LLP – вероятность потери нагрузки;

LPSP – вероятность потери питания;

MABE – средняя абсолютная ошибка смещения;

MBE – средняя ошибка смещения;

NPV – чистая приведенная стоимость;

NOCT – нормальная рабочая температура панели;

nMABE – нормализованное значение средней абсолютной ошибки смещения;

nMBE – нормализованное значение средней ошибки смещения;

nRMSE – нормализованное значение среднеквадратичной ошибки;

RMSE – среднеквадратичная ошибку;

R² – коэффициент детерминации;

SFF – коэффициент амортизационного фонда;

SOC – уровень заряда аккумуляторной батареи;

SSR – коэффициент самообеспеченности;

TLCC – общая стоимость жизненного цикла;

TOA – общее (прямое плюс рассеянное) внеземное солнечное излучение, падающее на горизонтальную плоскость.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автономная система обнаружения утечек нефтепродуктов АКСИ.СОУ - Акситех. – Режим доступа: <https://axitech.ru/news/avtonomnaya-sistema-obnaruzheniya-utechek-nefteproduktov-aksi-sou/> (дата обращения: 15.03.2021). – [Электронный ресурс].
2. Бабичева, Л.К. Применение возобновляемых источников энергии для энергоснабжения линейной части магистральных трубопроводов / Л.К. Бабичева, С.А. Шубин, В.А. Карасевич // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – Т. 3. – № 83. – С. 73-77.
3. Бадрызлов, Д.Г. Автономные источники питания линейных потребителей трубопроводов внешнего транспорта нефти и конденсата / Д.Г. Бадрызлов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – Т. 02. – С. 59-61.
4. Бельский, А.А. Нормативно-техническое обоснование выбора электротехнического комплекса для автономного электроснабжения систем обнаружения утечек и электроприводов запорной арматуры на нефтепроводах / А.А. Бельский, Д.Ю. Глуханич, В.С. Добуш, Д.И. Иванченко // Динамика систем, механизмов и машин. – 2020. – Т. 8. – № 3. – С. 9-15. DOI: 10.25206/2310-9793-8-3-9-15.
5. Бельский, А.А. Имитационная модель термоэлектрического генератора на нефтепроводе / А.А. Бельский, Д.Ю. Глуханич, Д.И. Иванченко // Вопросы электротехнологии. – 2021. – Т. 4. – № 33. – С. 74-83.
6. Бельский, А.А. Электроснабжение контролируемых телемеханических пунктов линейной части нефтепровода / А.А. Бельский, Д.Ю. Глуханич, Д.И. Иванченко // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – Т. 4. – С. 183-191. DOI: 10.24412/2071-6168-2021-4-183-191.
7. Бельский, А.А. Свидетельство о государственной регистрации базы данных. База данных фотоэлектрических панелей с номинальной (паспортной) мощностью от 100 Вт / А.А. Бельский, В.С. Добуш, В.В. Старшая. – Россия, 2022.
8. Бельский, А.А. Автономный комплекс электропрогрева нефтяных скважин с использованием возобновляемых источников энергии / А.А. Бельский, В.В. Старшая, Я.Э. Шклярский // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2023. – Т. 1. – С. 516-520. DOI: 10.24412/2071-6168-2023-1-516-520.
9. Буц, В.В. Современные решения и подходы к телемеханизации объектов линейной части / В.В. Буц, К.Г. Савенков, А.В. Рощин, Л. С.А. // Сфера. Нефть и Газ. – 2021. – Т. 3. – № 82. – С. 88-93.
10. Воробьев, А. Коэффициент теплоотдачи поверхность — воздух.
11. Галкин, Д.Е. Применение возобновляемых источников энергии на примере системы телемеханики СТН-3000-Р / Д.Е. Галкин, М.В. Кузнецов, С.А. Лавров // Автоматизация в

промышленности. – 2022. – Т. 06. DOI: 10.25728/avtprom.2022.06.02.

12. **Глуханич, Д.Ю.** Автономный электротехнический комплекс для электроснабжения объектов телемеханики нефтепровода / **Д.Ю. Глуханич** // Актуальные проблемы недропользования: тезисы докладов участников XIX Международного форума-конкурса студентов и молодых ученых, САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, 21–27 мая 2023 года / Санкт-Петербургский горный университет. Том 2. – Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный университет, 2023. – С. 135-138.

13. **Глуханич, Д.Ю.** Оценка разности температур между сторонами термоэлектрического генератора на нефтепроводе / **Д.Ю. Глуханич, А.А. Бельский, Д.И. Иванченко** // Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2021 : Сборник тезисов VIII Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 22–23 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный университет, 2021. – С. 263-265.

14. ГОСТ Р 58362-2019 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования. Основные положения, термины и определения (с Поправкой). – М. : Стандартинформ, 2019.

15. Государственный доклад о состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации. – М., 2022. – 1-686 с.

16. Ерёмин, Н.А. Применение беспроводных решений и технологий в цифровой нефтегазовой добыче / Н.А. Ерёмин, В.Е. Столяров. – [Электронный ресурс] // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – Т. 91. – № 7. – С. 60-69. – Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/476259-primeneniye-besprovodnykh-resheniy-i-tekhnologiy-v-tsifrovoy-neftegazovoy-dobyche/> (дата обращения: 19.03.2021).

17. Зимин, Р.Ю. Альтернативная энергетика для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений / Р.Ю. Зимин, В.Н. Кучин. – [Электронный ресурс] // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2020. – Т. 109. – № 11. – С. 62-66. – Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/639046-alternativnaya-energetika-dlya-povysheniya-effektivnosti-razrabotki-neftegazovykh-mestorozhdeniy-/> (дата обращения: 19.03.2021).

18. Зыков, Д.Д. Исследование качества работы системы телемеханики магистрального трубопровода на основе сети связи стандарта GSM / Д.Д. Зыков, А.А. Шелупанов. – [Электронный ресурс] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2007. – Т. 311. – № 5. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-kachestva-raboty-sistemy-telemehaniki-magistralnogo-truboprovoda-na-osnove-seti-svyazi-standarta-gsm> (дата обращения: 16.03.2021).

19. Иванченко, Д.И. Оценка мощности вырабатываемой термоэлектрогенераторами на

нефтепроводе / Д.И. Иванченко, Д.Ю. Глуханич // Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2021 : Сборник тезисов VIII Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 22–23 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург : Санкт-Петербургский горный университет, 2021. – С. 269-271.

20. Каганов, М.А. Термоэлектрические тепловые насосы (теоретические основы расчета) / М.А. Каганов, М.Р. Привин. – Л. : Энергия, 1970. – 175 с.

21. Каталог продукции. – Режим доступа: <https://tomzel.transneft.ru/customers/catalog/> (дата обращения: 26.05.2024). – [Электронный ресурс].

22. Кенден, К.В. Оптимизация методом роя частиц структуры автономного энергетического комплекса с использованием солнечной энергии / К.В. Кенден, А. Кузнецов // Вестник ИрГТУ. – 2020. – Т. 3. – № 152. – С. 616-626.

23. Кирпичникова, И.М. Выбор электрооборудования автономной фотоэлектрической системы с использованием программного обеспечения PVsyst / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. – 2020. – Т. 20. – № 2. – С. 77-88. DOI: 10.14529/power200207.

24. КП телемеханики. – Режим доступа: http://aura-e.ru/tm_kp.php (дата обращения: 16.03.2021). – [Электронный ресурс].

25. Лукутин, Б.В. Оптимизация состава и режимов работы фотодизельной системы электроснабжения постоянного тока / Б.В. Лукутин, Д.И. Муравьев // Вестник ИрГТУ. – 2020. – Т. 4. – № 153. – С. 795-809.

26. Лурье, М.В. Метод расчета времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода / М.В. Лурье, Н.П. Чупракова // Территория Нефтегаз. – 2019. – Т. 7. – С. 68-74.

27. Мамонтов, А.А. Статистический анализ причин возникновения утечек на промысловых нефтепро-водах / А.А. Мамонтов, М. Смычѣк // Международный журнал Содружество. Технические науки. – 2018. – Т. 23. – № 1. – С. 26-29.

28. Манасян, Ю.Г. Судовые термоэлектрические устройства и установки / Ю.Г. Манасян. – Л. : Судостроение, 1968. – 284 с.

29. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – М., 2019. – 847 с.

30. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Государственный доклад О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Ф. агентство по недропользованию (Роснедра). – М., 2022. – 626 с.

31. Мишкин, Г.Б. Краткий обзор систем обнаружения утечек российских производителей / Г.Б. Мишкин. – [Электронный ресурс] // Молодой ученый. – 2011. – Т. 1. – № 25. – С. 41-47. – Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/25/2727/> (дата обращения: 15.03.2021).
32. Низкотемпературные генераторные модули. – Режим доступа: <https://kryothermtec.com/ru/low-temperature-generating-modules.html> (дата обращения: 25.05.2024). – [Электронный ресурс].
33. Обухов, С.Г. Методика оптимизации состава оборудования электроэнергетических систем на основе возобновляемых источников энергии / С.Г. Обухов, Г.Н. Климова, А. Ибрагим // Вестник ИГЭУ. – 2020. – Т. 6. – С. 25-38.
34. ООО «АКСИТЕХ». Автоматизированные системы технологической, экологической и информационной безопасности для предприятий нефтяной отрасли / ООО «АКСИТЕХ». – Москва, 2019. – Режим доступа: www.axitech.ru (дата обращения: 16.03.2021). – [Электронный ресурс].
35. ОР 13.01-60.30.00-КТН-002-7-01 Регламент по организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов. – 2001.
36. Патент № 2682767 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006.01). Автономный пункт сбора данных для системы обнаружения утечек жидких углеводородов. – : № 2018120833 : заявл. 05.06.2018 : опубл. 23.03.2019 / А.А. Бельский, **Д.Ю. Глуханич**, В.С. Добуш ; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 9 с. : ил., .
37. Патент № 2723344 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006.01). Комплекс автономного электроснабжения пункта сбора данных системы обнаружения утечек жидких углеводородов : – № 2019142516 : заявл. 16.12.2019: опубл. 10.06.2020 / А.А. Бельский, В.С. Добуш, **Д.Ю. Глуханич**, Т.В. Пудкова ; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 10 с. : ил., .
38. Продукция - Акситех. – Режим доступа: <https://axitech.ru/catalog/> (дата обращения: 26.05.2024). – [Электронный ресурс].
39. РД-35.240.00-КТН-207-08 Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения. – 2009.
40. РД-35.240.50-КТН-241-19 Системы автоматизации технологического оборудования площадочных объектов. Технические решения. Часть 1. Пояснительная записка. – 2019.
41. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
42. РД 39-30-139-79 Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и

неньютоновских нефтей в различных климатических условиях. – 1979.

43. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021612635 Российская Федерация. Программа для расчета мощности, вырабатываемой термогенераторами на нефтепроводе : № 2021611826. – : заявл. 18.02.2021 : опубл. 20.02.2021 / заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – 1 с., .

44. Система линейной телемеханики (СЛТМ). – Режим доступа: <http://vypel.group/products/telemechanics/sistema-lineynoy-telemekhaniki/> (дата обращения: 15.03.2021). – [Электронный ресурс].

45. Сокут, Л.Д. Комбинированная программа автоматизированной системы расчета на ЭВМ параметров ветро-солнечной электростанции / Л.Д. Сокут, Е.В. Иванова, С.П. Муровский // Экономика строительства и природопользования. – 2н. э. – Т. 2019. – № 71. – С. 157-169.

46. СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1). – М. : Стандартинформ, 2017.

47. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3, 4). – М. : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2013.

48. Сулейманов, В.А. Оценка времени безопасной остановки нефтепровода , по которому перекачивается высокозастывающая нефть / В.А. Сулейманов // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 2. – № 34. – С. 36-43.

49. Суммарная солнечная радиация. – Режим доступа: <https://geographyofrussia.com/summarnaya-solnechnaya-radiaciya/> (дата обращения: 25.05.2024). – [Электронный ресурс].

50. Температура воздуха ниже 0°C. – Режим доступа: <https://geographyofrussia.com/temperatura-vozduxa-nizhe-0s/> (дата обращения: 25.05.2024). – [Электронный ресурс].

51. Технические условия на применение системы обнаружения утечек СОУ-ЛИКНЕТ-XXX-XX-XX. – Режим доступа: https://leaknet.ru/assets/images/documents/ТУ_СОУ-ЛИКНЕТ.pdf (дата обращения: 15.03.2021). – [Электронный ресурс].

52. Тремясов, В.А. Оптимальное планирование солнечно-дизельной системы генерации с аккумулярованием электроэнергии / В.А. Тремясов, Я.Е. Зограф, Т.В. Кривенко // Журнал СФУ. Техника и технологии. – 2021. – Т. 1. – С. 42-54.

53. Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новосёлов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа : ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

54. Туровин, О.А. Применимость ветро-солнечной энергетики в качестве

альтернативного источника электроснабжения нефтяных объектов компании / О.А. Туровин, А.Е. Огнев, А.Е. Кочнев. – [Электронный ресурс] // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2017. – Т. 4. – № 2. – С. 69-74. – Режим доступа: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/proneft/1366/22728/> (дата обращения: 19.03.2021).

55. ТЭК России | Дело - труба. – Режим доступа: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2021/4/890/ (дата обращения: 25.05.2024). – [Электронный ресурс].

56. Хабибович, И.Р. Анализ аварийности магистральных трубопроводов России / И.Р. Хабибович, И.К. Робертовна, К.Д. Сергеевна. – [Электронный ресурс] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 2. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-avarii-nosti-magistralnyh-truboprovodov-rossii> (дата обращения: 13.02.2024).

57. Шмаков, Т.Г. Создание энергонезависимого линейного узла запорной арматуры магистрального нефтепровода, проходящего в районе децентрализованного электроснабжения / Т.Г. Шмаков // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2018. – № 12. – С. 90-96.

58. Шостаковский, П. Термоэлектрические генераторы промышленного применения. Часть 1 / П. Шостаковский // Современная электроника. – 2016. – Т. 1. – С. 2-7.

59. Шостаковский, П. Термоэлектрические источники альтернативного электропитания / П. Шостаковский // Компоненты и Технологии. – 2010. – № 12. – С. 131-138.

60. 11th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2019). Vol. Va 20.0432. – 2020. – 1-56 p.

61. Abedi, S. A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid RES-based autonomous energy systems / S. Abedi, A. Alimardani, G.B. Gharehpetian et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2012. – Vol. 16. – № 3. – P. 1577-1587. DOI: 10.1016/j.rser.2011.11.030.

62. Abramovich, B.N. Efficiency Estimation of Hybrid Electrotechnical Complex for Non-Sinusoidal Signals Level Correction in Autonomous Power Supply Systems for Oil Fields / B.N. Abramovich, Y.A. Sychev, P.A. Kuznetsov, R. Yu Zimin. – [Electronic resource] // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194. – № 5. – P. 052001. – Mode of access: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/194/5/052001> (date of access: 19.03.2021).

63. Artyukhov, I.I. Autonomous power supply system based on a diesel generator and renewable energy sources for remote rural areas / I.I. Artyukhov, S.F. Stepanov, S. V. Molot et al. // 2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, EPE 2018 - Proceedings. – 2018. – № 10. – P. 1-4. DOI: 10.1109/EPE.2018.8395978.

64. Ashraf Virk, M.-R. Review of energy harvesting techniques in wireless sensor-based

pipeline monitoring networks / M.-R. Ashraf Virk, M.F. Mysorewala, L. Cheded, A. Aliyu // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2022. – Vol. 157. – P. 112046. DOI: 10.1016/j.rser.2021.112046.

65. Badescu, V. Computing global and diffuse solar hourly irradiation on clear sky. Review and testing of 54 models / V. Badescu, C.A. Gueymard, S. Cheval et al. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2012. – Vol. 16. – № 3. – P. 1636-1656. DOI: 10.1016/j.rser.2011.12.010.

66. Bell, L.E. Cooling, heating, generating power, and recovering waste heat with thermoelectric systems / L.E. Bell // *Science*. – 2008. – Vol. 321. – № 5895. – P. 1457-1461. DOI: 10.1126/science.1158899.

67. Belovski, I. Regression Model of a Thermoelectric Generator based on Peltier Modules / I. Belovski, K. Ivanov, A. Aleksandrov, I. Aleksandrova // 2021 17th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA). – IEEE, 2021. – P. 1-5.

68. Belsky, A. Estimation of hourly solar irradiation on tilted surfaces / A. Belsky, **D. Glukhanich**, T. Sutikno, M. Hatta Jopri // *Bulletin of Electrical Engineering and Informatics*. – 2023. – Vol. 12. – № 6. – P. 3202-3214. DOI: 10.11591/eei.v12i6.6513.

69. Belsky, A.A. Electrotechnical complex for autonomous power supply of oil leakage detection systems and stop valves drive control systems for pipelines in arctic region / A.A. Belsky, V.S. Dobush, D.I. Ivanchenko, **D.Y. Gluhanich** // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2021. – Vol. 1753. – № 1. – P. 4-10. DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012062.

70. Belsky, A.A. Autonomous power supply complex for oil leakage detection system in pipelines / A.A. Belsky, V.S. Dobush, N.A. Kuksov, **D.Y. Gluhanich** // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 643. – № 1. – P. 012029. DOI: 10.1088/1757-899X/643/1/012029.

71. Belsky, A.A. Standalone power system with photovoltaic and thermoelectric installations for power supply of remote monitoring and control stations for oil pipelines / A.A. Belsky, **D.Y. Glukhanich** // *Renewable Energy Focus*. – 2023. – Vol. 47. – P. 100493. DOI: 10.1016/j.ref.2023.100493.

72. Belsky, A.A. Analysis of specifications of solar photovoltaic panels / A.A. Belsky, **D.Y. Glukhanich**, M.J. Carrizosa, V. V. Starshaia // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2022. – Vol. 159. – P. 112239. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112239.

73. Belsky, A.A. Remote area power supply system for oil leakage detection systems and stop valves drives for pipelines / A.A. Belsky, **D.Y. Glukhanich**, D.I. Ivanchenko // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2020. – Vol. 1652. – № 1. – P. 6-11. DOI: 10.1088/1742-6596/1652/1/012032.

74. Berrizbeitia, S.E. Empirical Models for the Estimation of Solar Sky-Diffuse Radiation. A Review and Experimental Analysis / S.E. Berrizbeitia, E. Jadraque Gago, T. Muneer // *Energies*. – 2020. – Vol. 13. – № 3. – P. 701. DOI: 10.3390/en13030701.

75. Bessel, V. V. Energy efficiency and reliability increase for remote and autonomous objects energy supply of russian oil and gas complex / V. V. Bessel, V.G. Kutcherov, A.S. Lopatin et al. // *Neftyanoe Khozyaystvo - Oil Industry*. – 2018. – № 9. – P. 144-147. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-9-144-147.
76. Bhavyarani, M.P. Inter Integrated WSN for Crude Oil Pipeline Monitoring / M.P. Bhavyarani, U.B. Mahadeva Swamy, M.B. Shrynik Jain // *International Journal of Computer Network and Information Security*. – 2018. – Vol. 10. – № 3. – P. 37-51. DOI: 10.5815/ijcnis.2018.03.05.
77. Biezma, M. V. Most fatal oil & gas pipeline accidents through history: A lessons learned approach / M. V. Biezma, M.A. Andrés, D. Agudo, E. Briz // *Engineering Failure Analysis*. – 2020. – Vol. 110. – P. 104446. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2020.104446.
78. Bo, L. The Digital Twin of Oil and Gas Pipeline System / L. Bo, G. Jiannan, X. Xiangdong // *IFAC-PapersOnLine*. – 2020. – Vol. 53. – № 5. – P. 710-714. DOI: 10.1016/J.IFACOL.2021.04.162.
79. Boland, J. Modelling the diffuse fraction of global solar radiation on a horizontal surface / J. Boland, L. Scott, M. Luther // *Environmetrics*. – 2001. – Vol. 12. – № 2. – P. 103-116. DOI: 10.1002/1099-095X(200103)12:2<103::AID-ENV447>3.0.CO;2-2.
80. Bortolini, M. Multi-location model for the estimation of the horizontal daily diffuse fraction of solar radiation in Europe / M. Bortolini, M. Gamberi, A. Graziani et al. // *Energy Conversion and Management*. – 2013. – Vol. 67. – P. 208-216. DOI: 10.1016/j.enconman.2012.11.008.
81. Bortolini, M. Technical and economic design of photovoltaic and battery energy storage system / M. Bortolini, M. Gamberi, A. Graziani // *Energy Conversion and Management*. – 2014. – Vol. 86. – P. 81-92. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.04.089.
82. Buslaev, G. Reduction of carbon footprint of the production and field transport of high-viscosity oils in the Arctic region / G. Buslaev, V. Morenov, Y. Konyaev, A. Kraslawski // *Chemical Engineering and Processing - Process Intensification*. – 2021. – Vol. 159. – P. 108189. DOI: 10.1016/j.cep.2020.108189.
83. Bykova, V.N. Application of a digital twin in the oil and gas industry / V.N. Bykova, E. Kim, M.R. Gadzhialiev et al. // *Actual Problems of Oil and Gas*. – 2020. – Vol. 1. – № 28. – P. 1-11. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2020-28.art8.
84. Celik, A.N. Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems / A.N. Celik // *Renewable Energy*. – 2007. – Vol. 32. – № 12. – P. 2096-2115. DOI: 10.1016/j.renene.2006.11.002.
85. Champier, D. Thermoelectric generators: A review of applications / D. Champier // *Energy Conversion and Management*. – 2017. – Vol. 140. – P. 167-181. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.02.070.
86. Chandrasekaran, J. Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location / J. Chandrasekaran, S. Kumar // *Solar Energy*. – 1994. – Vol. 53. – № 6. – P. 505-510. DOI: 10.1016/0038-

092X(94)90130-T.

87. Chen, J. Modeling, experiments and optimization of an on-pipe thermoelectric generator / J. Chen, L. Zuo, Y. Wu, J. Klein // *Energy Conversion and Management*. – 2016. – Vol. 122. – P. 298-309. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.05.087.

88. Davis, A.P. Geothermal power production from abandoned oil wells / A.P. Davis, E.E. Michaelides // *Energy*. – 2009. – Vol. 34. – № 7. – P. 866-872. DOI: 10.1016/j.energy.2009.03.017.

89. Delapedra-Silva, V. Methods for Financial Assessment of Renewable Energy Projects: A Review / V. Delapedra-Silva, P. Ferreira, J. Cunha, H. Kimura // *Processes*. – 2022. – Vol. 10. – № 2. DOI: 10.3390/pr10020184.

90. Dvoynikov, M. V. Developments made in the field of drilling fluids by Saint Petersburg mining University / M. V. Dvoynikov, M. V. Nutskova, P.A. Blinov // *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. – 2020. – Vol. 33. – № 4. – P. 702-711. DOI: 10.5829/IJE.2020.33.04A.22.

91. Elistratov, V. Justification of wind turbine operation and management modes for Russian arctic conditions / V. Elistratov, R. Denisov // *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings*. – 2017. – P. 1-5. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076219.

92. Elistratov, V. Regimes, management and economics of energy complexes on the basis of renewable energy sources for autonomous power supply / V. Elistratov, I. Kudryasheva. – [Electronic resource] // *E3S Web of Conferences*. – 2019. – Vol. 124. – P. 04023. – Mode of access: <https://www.e3s-conferences.org/10.1051/e3sconf/201912404023> (date of access: 19.03.2021).

93. Elkholy, A. Optimal parameters estimation and modelling of photovoltaic modules using analytical method / A. Elkholy, A.A. Abou El-Ela // *Heliyon*. – 2019. – Vol. 5. – № 7. – P. e02137. DOI: 10.1016/j.heliyon.2019.e02137.

94. Erbs, D.G. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation / D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie // *Solar Energy*. – 1982. – Vol. 28. – № 4. – P. 293-302. DOI: 10.1016/0038-092X(82)90302-4.

95. Eze, J. Framework for integrated oil pipeline monitoring and incident mitigation systems / J. Eze, C. Nwagboso, P. Georgakis // *Robotics and Computer-Integrated Manufacturing*. – 2017. – Vol. 47. – № December. – P. 44-52. DOI: 10.1016/j.rcim.2016.12.007.

96. Ezhov, V.S. Independant power supply source for the station of cathodic protection of pipelines against corrosion / V.S. Ezhov, N.E. Semicheva, S.V. Berezin et al. // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2017. – Vol. 15. – № 4. – P. 501-504. DOI: 10.5937/jaes15-15450.

97. Fernández-Yáñez, P. Thermal management of thermoelectric generators for waste energy recovery / P. Fernández-Yáñez, V. Romero, O. Armas, G. Cerretti // *Applied Thermal Engineering*. –

2021. – Vol. 196. – P. 117291. DOI: 10.1016/J.APPLTHERMALENG.2021.117291.

98. Fourati, M. Using impressed current cathodic protection in remote and off-grid sites / M. Fourati // *A journal of the Institute of Corrosion*. – 2019. – № 151.

99. Gan, L.K. Hybrid wind-photovoltaic-diesel-battery system sizing tool development using empirical approach, life-cycle cost and performance analysis: A case study in Scotland / L.K. Gan, J.K.H. Shek, M.A. Mueller // *Energy Conversion and Management*. – 2015. – Vol. 106. – P. 479-494. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.09.029.

100. Gezgin, S.Y. Determination of photovoltaic parameters of CIGS hetero junction solar cells produced by PLD technique, using SCAPS simulation program / S.Y. Gezgin, A. Houimi, Y. Gündoğdu et al. // *Vacuum*. – 2021. – Vol. 192. – № April. DOI: 10.1016/j.vacuum.2021.110451.

101. Gueymard, C.A. Validation and Ranking Methodologies for Solar Radiation Models / C.A. Gueymard, D.R. Myers // *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface*. – Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2008. – P. 479-510.

102. Habibzadeh, M. Hybrid Solar-Wind Energy Harvesting for Embedded Applications: Supercapacitor-Based System Architectures and Design Tradeoffs / M. Habibzadeh, M. Hassanalieragh, A. Ishikawa et al. // *IEEE Circuits and Systems Magazine*. – 2017. – Vol. 17. – № 4. – P. 29-63. DOI: 10.1109/MCAS.2017.2757081.

103. Harman, T.C. Quantum Dot Superlattice Thermoelectric Materials and Devices / T.C. Harman, P.J. Taylor, M.P. Walsh, B.E. LaForge // *Science*. – 2002. – Vol. 297. – № 5590. – P. 2229-2232. DOI: 10.1126/science.1072886.

104. Hawlader, M.N. Diffuse, global and extra-terrestrial solar radiation for Singapore / M.N. Hawlader // *International Journal of Ambient Energy*. – 1984. – Vol. 5. – № 1. – P. 31-38. DOI: 10.1080/01430750.1984.9675406.

105. Huang, Y. Study on field experiments of forest soil thermoelectric power generation devices / Y. Huang, D. Xu, J. Kan, W. Li // *PLoS ONE*. – 2019. – Vol. 14. – № 8. – P. 1-13. DOI: 10.1371/journal.pone.0221019.

106. Hudson, S.M. Energy harvesting of cathodic protection currents in subsea and marine structures for wireless sensor power and communication / S.M. Hudson, J.T. Taylor, C.R. Bowen // *Applied Energy*. – 2022. – Vol. 316. – P. 119133. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119133.

107. Iezzi, B. Printed, metallic thermoelectric generators integrated with pipe insulation for powering wireless sensors / B. Iezzi, K. Ankireddy, J. Twiddy et al. // *Applied Energy*. – 2017. – Vol. 208. – P. 758-765. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.09.073.

108. Industrial Solar Panels - SCADALink. – Mode of access: <https://www.scadalink.com/products/remote-power/industrial-solar-panels/> (date of access: 29.06.2023). – [Electronic resource].

109. IRENA. Renewable Generation Costs in 2022 / IRENA. – 2022. – 69 p.
110. Jakhrani, A.Q. A novel analytical model for optimal sizing of standalone photovoltaic systems / A.Q. Jakhrani, A.K. Othman, A.R.H. Rigit et al. // *Energy*. – 2012. – Vol. 46. – № 1. – P. 675-682. DOI: 10.1016/j.energy.2012.05.020.
111. Jang, J.Y. Optimization of thermoelectric generator module spacing and spreader thickness used in a waste heat recovery system / J.Y. Jang, Y.C. Tsai // *Applied Thermal Engineering*. – 2013. – Vol. 51. – № 1-2. – P. 677-689. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2012.10.024.
112. Janghorban Esfahani, I. An optimization algorithm-based pinch analysis and GA for an off-grid batteryless photovoltaic-powered reverse osmosis desalination system / I. Janghorban Esfahani, C. Yoo // *Renewable Energy*. – 2016. – Vol. 91. – P. 233-248. DOI: 10.1016/j.renene.2016.01.049.
113. Javidan, J. Energy Management Strategy of Stand-alone Photovoltaic System in Cathodic Protection Pipeline / J. Javidan // *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*. – 2016. – Vol. 4. – № 2. – P. 143-152.
114. Jaziri, N. A comprehensive review of Thermoelectric Generators: Technologies and common applications / N. Jaziri, A. Boughamoura, J. Müller et al. // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – P. 264-287. DOI: 10.1016/j.egyr.2019.12.011.
115. John H. Lienhard, I. A Heat Transfer Textbook (Fifth Edition) / I. John H. Lienhard, V. John H. Lienhard. – Fifth Edit. – Cambridge: MA : Phlogiston Press, 2008. – 749 p.
116. Jones, A.D. A thermal model for photovoltaic systems / A.D. Jones, C.P. Underwood // *Solar Energy*. – 2001. – Vol. 70. – № 4. – P. 349-359. DOI: 10.1016/S0038-092X(00)00149-3.
117. Jung, J. Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids / J. Jung, M. Villaran // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Vol. 75. – № August 2015. – P. 180-191. DOI: 10.1016/j.rser.2016.10.061.
118. Kaabeche, A. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system / A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen // *Energy*. – 2011. – Vol. 36. – № 2. – P. 1214-1222. DOI: 10.1016/j.energy.2010.11.024.
119. Karatasou, S. Analysis of experimental data on diffuse solar radiation in Athens, Greece, for building applications / S. Karatasou, M. Santamouri, V. Geros // *International Journal of Sustainable Energy*. – 2003. – Vol. 23. – № 1-2. – P. 1-11. DOI: 10.1080/0142591031000148597.
120. Kavadias, K. Wind-Based Stand-Alone Hybrid Energy Systems / K. Kavadias, P. Triantafyllou // *Comprehensive Renewable Energy*. – Elsevier, 2022. – P. 749-793.
121. Khatib, T. A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system / T. Khatib, I.A. Ibrahim, A. Mohamed // *Energy Conversion and Management*. – 2016. – Vol. 120. – P. 430-448. DOI: 10.1016/j.enconman.2016.05.011.
122. Kheraj, S. A history of oil spills on long-distance pipelines in Canada / S. Kheraj // *Canadian*

Historical Review. – 2020. – Vol. 101. – № 2. – P. 161-191. DOI: 10.3138/CHR.2019-0005.

123. Khorasanizadeh, H. Diffuse solar radiation on a horizontal surface: Reviewing and categorizing the empirical models / H. Khorasanizadeh, K. Mohammadi // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – Vol. 53. – P. 338-362. DOI: 10.1016/j.rser.2015.08.037.

124. Kim, Y.J. High-performance self-powered wireless sensor node driven by a flexible thermoelectric generator / Y.J. Kim, H.M. Gu, C.S. Kim et al. // *Energy*. – 2018. – Vol. 162. – P. 526-533. DOI: 10.1016/j.energy.2018.08.064.

125. King, D.L. Photovoltaic array performance model / D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvil. – 2004. – 1-41 p.

126. Ko, J. Design of a thermoelectric generator-assisted energy harvesting block considering melting temperature of phase change materials / J. Ko, S.Y. Cheon, Y.K. Kang, J.W. Jeong // *Renewable Energy*. – 2022. – Vol. 193. – P. 89-112. DOI: 10.1016/J.RENENE.2022.05.023.

127. Kopteva, A. Prospects and Obstacles for Green Hydrogen Production in Russia / A. Kopteva, L. Kalimullin, P. Tcvetkov, A. Soares // *Energies*. – 2021. – Vol. 14. – № 3. – P. 718. DOI: 10.3390/en14030718.

128. Kostik, N. The application of autonomous systems based on renewable energy sources in rural settlements of different regions of Russian Federation / N. Kostik, A. Bobyl, E. Terukov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2020. – Vol. 578. – № 1. DOI: 10.1088/1755-1315/578/1/012041.

129. Koutroulis, E. Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms / E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, K. Kalaitzakis // *Solar Energy*. – 2006. – Vol. 80. – № 9. – P. 1072-1088. DOI: 10.1016/j.solener.2005.11.002.

130. Kreith, F. Principles of Heat Transfer - An Instructor's Solutions Manual / F. Kreith, R. Manglik, M. Bohn. – 7th, SI. – Stamford, CT : Cengage Learning, 2011. – 696 p.

131. Kulikov, A. Development and operation modes of hydrogen fuel cell generation system for remote consumers' power supply / A. Kulikov, A. Loskutov, A. Kurkin et al. // *Sustainability (Switzerland)*. – 2021. – Vol. 13. – № 16. DOI: 10.3390/su13169355.

132. Lawrence, E.E. A study of heat sink performance in air and soil for use in a thermoelectric energy harvesting device / E.E. Lawrence, G.J. Snyder // *International Conference on Thermoelectrics, ICT, Proceedings*. – 2002. – Vols. 2002-Janua. – P. 446-449. DOI: 10.1109/ICT.2002.1190357.

133. Li, K. Comparison of geothermal with solar and wind power generation systems / K. Li, H. Bian, C. Liu et al. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2015. – Vol. 42. – P. 1464-1474. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.049.

134. Linear telemechanics system. – Mode of access: <https://en.vympel.group/products/telemechanics/sistema-lineynoy-telemekhaniki/> (date of access:

29.06.2023). – [Electronic resource].

135. Liu, B.Y.H. Daily insolation on surfaces tilted towards equator / B.Y.H. Liu, R.C. Jordan // ASHRAE. – 1961. – P. 53-59.

136. Liu, B.Y.H. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation / B.Y.H. Liu, R.C. Jordan // Solar Energy. – 1960. – Vol. 4. – № 3. – P. 1-19. DOI: 10.1016/0038-092X(60)90062-1.

137. Liu, C. A 500 W low-temperature thermoelectric generator: Design and experimental study / C. Liu, P. Chen, K. Li // International Journal of Hydrogen Energy. – 2014. – Vol. 39. – № 28. – P. 15497-15505. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.07.163.

138. Lu, H. Leakage detection techniques for oil and gas pipelines: State-of-the-art / H. Lu, T. Iseley, S. Behbahani, L. Fu // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2020. – Vol. 98. – № September 2019. DOI: 10.1016/j.tust.2019.103249.

139. Luo, D. A numerical study on the performance of a converging thermoelectric generator system used for waste heat recovery / D. Luo, R. Wang, W. Yu, W. Zhou // Applied Energy. – 2020. – Vol. 270. – № November 2019. – P. 115181. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115181.

140. Lv, S. Study of different heat exchange technologies influence on the performance of thermoelectric generators / S. Lv, W. He, Q. Jiang et al. // Energy Conversion and Management. – 2018. – Vol. 156. – № October 2017. – P. 167-177. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.11.011.

141. Maleki, S.A.M. Estimation of hourly, daily and monthly global solar radiation on inclined surfaces: Models re-visited / S.A.M. Maleki, H. Hizam, C. Gomes // Energies. – 2017. – Vol. 10. – № 1. DOI: 10.3390/en10010134.

142. Mathew, M. Sizing approaches for solar photovoltaic-based microgrids: A comprehensive review / M. Mathew, M.S. Hossain, S. Saha et al. // IET Energy Systems Integration. – 2022. – Vol. 4. – № 1. – P. 1-27. DOI: 10.1049/esi2.12048.

143. Mehrjerdi, H. Modeling, integration, and optimal selection of the turbine technology in the hybrid wind-photovoltaic renewable energy system design / H. Mehrjerdi // Energy Conversion and Management. – 2020. – Vol. 205. – № November 2019. – P. 112350. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112350.

144. Mejdal, M. Effects of temperature in the performance of the thermoelectric devices: Power generation / M. Mejdal, A. Abouhilal, E.H. Chahid, A. Malaoui // 2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC). – 2016. – P. 338-343. DOI: 10.1109/IRSEC.2016.7984011.

145. Memon, S.A. Optimal configuration of solar and wind-based hybrid renewable energy system with and without energy storage including environmental and social criteria: A case study / S.A. Memon, D.S. Upadhyay, R.N. Patel // Journal of Energy Storage. – 2021. – Vol. 44. – P. 103446. DOI: 10.1016/j.est.2021.103446.

146. Meng, F. Thermoelectric generator with air-cooling heat recovery device from wastewater / F. Meng, L. Chen, Z. Xie, Y. Ge // *Thermal Science and Engineering Progress*. – 2017. – Vol. 4. – P. 106-112. DOI: 10.1016/j.tsep.2017.09.008.
147. Mulcué-Nieto, L.F. Energy performance assessment of monocrystalline and polycrystalline photovoltaic modules in the tropical mountain climate: The case for Manizales-Colombia / L.F. Mulcué-Nieto, L.F. Echeverry-Cardona, A.M. Restrepo-Franco et al. // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – P. 2828-2835. DOI: 10.1016/j.egyr.2020.09.036.
148. Muneer, T. Monthly averaged-hourly solar diffuse radiation model for the UK / T. Muneer, S. Etxebarria, E.J. Gago // *Building Services Engineering Research and Technology*. – 2014. – Vol. 35. – № 6. – P. 573-584. DOI: 10.1177/0143624414522639.
149. NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources. – Mode of access: <https://power.larc.nasa.gov/> (date of access: 01.02.2023). – [Electronic resource].
150. Ndimele, P.E. Remediation of Crude Oil Spillage / P.E. Ndimele, A.O. Saba, D.O. Ojo et al. – Elsevier Inc., 2018. – 369-384 p.
151. Nevskaya, M.A. Environmental and business challenges presented by mining and mineral processing waste in the Russian Federation / M.A. Nevskaya, S.G. Seleznev, V.A. Masloboev et al. // *Minerals*. – 2019. – Vol. 9. – № 7. DOI: 10.3390/min9070445.
152. Nikolaev, A.K. Substantiation of analytical dependences for hydraulic calculation of high-viscosity oil transportation / A.K. Nikolaev, N. Zaripova // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – Vol. 252. – № 6. – P. 885-895. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.10.
153. North American Clean Energy - Solar PV Challenges in Cold-Climate Regions. – Mode of access: <https://www.nacleanenergy.com/articles/30931/solar-pv-challenges-in-cold-climate-regions> (date of access: 08.06.2023). – [Electronic resource].
154. Nyeche, E.N. Modelling and optimisation of a hybrid PV-wind turbine-pumped hydro storage energy system for mini-grid application in coastline communities / E.N. Nyeche, E.O. Diemuodeke // *Journal of Cleaner Production*. – 2020. – Vol. 250. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.119578.
155. Obukhov, S. Simulation model of operation of autonomous photovoltaic plant under actual operating conditions / S. Obukhov, I.A. Plotnikov // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. – 2017. – Vol. 328. – № 6. – P. 38-51 [In Russ.].
156. Oil & Gas - SunWize | Power Independence. – Mode of access: <https://www.sunwize.com/application-item/off-grid-solar-for-oil-gas-mining/> (date of access: 29.06.2023). – [Electronic resource].
157. Oil and Gas - Off Grid Solar Systems, Solar Power for Oil and Gas Site. – Mode of access: <https://suninone.com/oil-and-gas/> (date of access: 29.06.2023). – [Electronic resource].
158. Oliveira, A.P. Correlation models of diffuse solar-radiation applied to the city of São Paulo,

Brazil / A.P. Oliveira, J.F. Escobedo, A.J. Machado, J. Soares // *Applied Energy*. – 2002. – Vol. 71. – № 1. – P. 59-73. DOI: 10.1016/S0306-2619(01)00040-X.

159. Orgill, J.F. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface / J.F. Orgill, K.G.T. Hollands // *Solar Energy*. – 1977. – Vol. 19. – № 4. – P. 357-359. DOI: 10.1016/0038-092X(77)90006-8.

160. Ouedraogo, A. A theoretical study of radio wave attenuation through a polycrystalline silicon solar cell / A. Ouedraogo, V.D.D. Bokoyo Barandja, I. Zerbo et al. // *Turkish Journal of Physics*. – 2017. – Vol. 41. – № 4. – P. 314-325. DOI: 10.3906/FIZ-1703-16.

161. Owolabi, A.B. Validating the techno-economic and environmental sustainability of solar PV technology in Nigeria using RETScreen Experts to assess its viability / A.B. Owolabi, B.E.K. Nsafon, J.S. Huh // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. – 2019. – Vol. 36. – № September. – P. 100542. DOI: 10.1016/j.seta.2019.100542.

162. Owolabi, A.B. Validating the techno-economic and environmental sustainability of solar PV technology in Nigeria using RETScreen Experts to assess its viability / A.B. Owolabi, B.E.K. Nsafon, J.W. Roh et al. // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. – 2019. – Vol. 36. – P. 100542. DOI: 10.1016/j.seta.2019.100542.

163. Pankov, I.A. Increase of electric power quality in autonomous electric power systems / I.A. Pankov, V.Y. Frolov. – [Electronic resource] // *Journal of Mining Institute*. – 2017. – Vol. 227. – P. 563-568. – Mode of access: <http://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/11425> (date of access: 19.03.2021).

164. Panwar, N.L. Role of renewable energy sources in environmental protection: A review / N.L. Panwar, S.C. Kaushik, S. Kothari // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2011. – Vol. 15. – № 3. – P. 1513-1524. DOI: 10.1016/j.rser.2010.11.037.

165. Penney, R. Electronic equipment provides pipeline monitoring and protection applications and limitations / R. Penney, H. Flesher // *Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, IPC*. – 2000. – Vol. 2. – P. 1131-1140. DOI: 10.1115/IPC2000-242.

166. Pharris, T.C. Overview of the design, construction, and operation of interstate liquid petroleum pipelines. / T.C. Pharris, R.L. Kolpa. – Argonne, IL, 2008. – 108 p.

167. Priyanka, E.B. A smart-integrated IoT module for intelligent transportation in oil industry / E.B. Priyanka, C. Maheswari, S. Thangavel // *International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices and Fields*. – 2021. – Vol. 34. – № 3. – P. 1-20. DOI: 10.1002/jnm.2731.

168. Pryakhin, E.I. Study of technological and operational features of high-temperature-resistant composite films for laser marking of parts made of ferrous alloys / E.I. Pryakhin, E.Y. Troshina // *Chernye Metally*. – 2023. – № 4. – P. 74-80 [In Russ.]. DOI: 10.17580/chm.2023.04.12.

169. Reindl, D.T. Diffuse fraction correlations / D.T. Reindl, W.A. Beckman, J.A. Duffie // *Solar*

Energy. – 1990. – Vol. 45. – № 1. – P. 1-7. DOI: 10.1016/0038-092X(90)90060-P.

170. Remote Terminal Unit: Petrospec Engineering. – Mode of access: <https://www.petrospec.com/reservoir-monitoring/data-acquisition/remote-terminal-unit> (date of access: 29.06.2023). – [Electronic resource].

171. Rouhani, A.A. Comprehensive Method for Optimum Sizing of Hybrid Energy Systems using Intelligence Evolutionary Algorithms / A.A. Rouhani, H. Kord, M. Mehrabi // *Indian Journal of Science and Technology*. – 2013. – Vol. 6. – № 6. – P. 4702-4712.

172. Ryggvik, H. The Norwegian Oil Experience: A toolbox for managing resources? / H. Ryggvik. – 2010. – 1-84 p.

173. Sankarananth, S. AI-enabled metaheuristic optimization for predictive management of renewable energy production in smart grids / S. Sankarananth, M. Karthiga, S. E. et al. // *Energy Reports*. – 2023. – Vol. 10. – P. 1299-1312. DOI: 10.1016/j.egyr.2023.08.005.

174. Shaahid, S.M. Techno-economic potential of retrofitting diesel power systems with hybrid wind-photovoltaic-diesel systems for off-grid electrification of remote villages of Saudi Arabia / S.M. Shaahid, I. El-Amin, S. Rehman et al. // *International Journal of Green Energy*. – 2010. – Vol. 7. – № 6. – P. 632-646. DOI: 10.1080/15435075.2010.529408.

175. Shklyarskiy, Y.E. Operation mode selection algorithm development of a wind-diesel power plant supply complex / Y.E. Shklyarskiy, D.E. Batueva // *Journal of Mining Institute*. – 2022. – Vol. 253. – № 1. – P. 115-126. DOI: 10.31897/PMI.2022.7.

176. Sibiya, C.A. Modelling and Simulation of a Hybrid Renewable/Battery System Powering a Cathodic Protection Unit / C.A. Sibiya, B.P. Numbi, K. Kusakana // *International Journal of Electrical and Electronic Engineering & Telecommunications*. – 2021. – Vol. 10. – № 3. – P. 203-208. DOI: 10.18178/ijeetc.10.3.203-208.

177. Sinha, S. Prospects of solar photovoltaic-micro-wind based hybrid power systems in western Himalayan state of Himachal Pradesh in India / S. Sinha, S.S. Chandel // *Energy Conversion and Management*. – 2015. – Vol. 105. – P. 1340-1351. DOI: 10.1016/j.enconman.2015.08.078.

178. Sinha, S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems / S. Sinha, S.S. Chandel // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2014. – Vol. 32. – P. 192-205. DOI: 10.1016/j.rser.2014.01.035.

179. Sng, E. Solar Energy Simulation of Bifacial Panels for Performance Optimisation / E. Sng, S.W. Chua, S. Roy, I. Lim // 2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). – IEEE, 2020. – P. 2590-2595.

180. Snyder, G.J. Complex thermoelectric materials / G.J. Snyder, E.S. Toberer // *Nature Materials*. – 2008. – Vol. 7. – № 2. – P. 105-114. DOI: 10.1038/nmat2090.

181. Soares, J. Neural Network Technique Applied To Estimate Hourly Diffuse / J. Soares. –

2004. – № January.

182. Solar Power Solutions - Oil and Gas Industries | Ameresco Solar. – Mode of access: <https://www.amerescosolar.com/solar-power-solutions-oil-and-gas-industry> (date of access: 29.06.2023). – [Electronic resource].

183. Souas, F. A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation / F. Souas, A. Safri, A. Benmounah // *Petroleum Research*. – 2021. – Vol. 6. – № 2. – P. 116-136. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2020.11.001.

184. Stevens, J.W. Performance factors for ground-air thermoelectric power generators / J.W. Stevens // *Energy Conversion and Management*. – 2013. – Vol. 68. – P. 114-123. DOI: 10.1016/j.enconman.2012.12.029.

185. Stroykov, G. Powering Multiple Gas Condensate Wells in Russia's Arctic: Power Supply Systems Based on Renewable Energy Sources / G. Stroykov, A.Y. Cherepovitsyn, E.A. Iamshchikova // *Resources*. – 2020. – Vol. 9. – № 11. – P. 130. DOI: 10.3390/resources9110130.

186. Sun, J. Research on the conversion efficiency and preparation technology of monocrystalline silicon cells based on statistical distribution / J. Sun, Y. Zuo, R. Sun, L. Zhou // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. – 2021. – Vol. 47. – № July. – P. 101482. DOI: 10.1016/j.seta.2021.101482.

187. Suresh Kumar, U. Economic analysis of hybrid power systems (PV/diesel) in different climatic zones of Tamil Nadu / U. Suresh Kumar, P.S. Manoharan // *Energy Conversion and Management*. – 2014. – Vol. 80. – P. 469-476. DOI: 10.1016/j.enconman.2014.01.046.

188. Tsai, H.L. Model building and simulation of thermoelectric module using Matlab/Simulink / H.L. Tsai, J.M. Lin // *Journal of Electronic Materials*. – 2010. – Vol. 39. – № 9. – P. 2105-2111. DOI: 10.1007/s11664-009-0994-x.

189. Uchenna Babalola, F. Processing of Heavy Crude Oils / F. Uchenna Babalola, A. Akpoveta Susu. – 2019. – 1-18 p.

190. Umopathy, K. IoT Devices Based Low Power Dependability / K. Umopathy, S. Omkumar, S. Chandramohan et al. – 2023. – P. 99-109.

191. Upadhyay, P. A proposed maximum power point operating strategy for photovoltaic applications using monthly irradiance estimates / P. Upadhyay, S. Pulipaka, M. Sharma, R. Kumar // *Solar Energy*. – 2017. – Vol. 141. – P. 266-277. DOI: 10.1016/j.solener.2016.11.046.

192. Velichko, M.A. The development of solar-powered gas metering units equipped with radio or 3G based telemetry systems / M.A. Velichko, Y.P. Gladkikh, I.B. Kostina // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 791. – № 1. DOI: 10.1088/1757-899X/791/1/012060.

193. Venkatasubramanian, R. Thin-film thermoelectric devices with high room-temperature figures of merit / R. Venkatasubramanian, E. Siivola, T. Colpitts, B. O'Quinn // *Nature*. – 2001. –

Vol. 413. – № 6856. – P. 597-602. DOI: 10.1038/35098012.

194. Vlach, R. Novel approach to thermoelectric generator modeling as energy harvesting system / R. Vlach // Proceedings of the 16th International Conference on Mechatronics, Mechatronika 2014. – 2014. – P. 725-728. DOI: 10.1109/MECHATRONIKA.2014.7018352.

195. Wang, K. Downhole geothermal power generation in oil and gas wells / K. Wang, J. Liu, X. Wu // Geothermics. – 2018. – Vol. 76. – № October 2017. – P. 141-148. DOI: 10.1016/j.geothermics.2018.07.005.

196. Wang, X. Thin film solar cells and their development prospects in Yunnan / X. Wang, Q. Wu, H. Li et al. // Advanced Materials Research. – 2013. – Vol. 651. – P. 29-32. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.651.29.

197. Weinand, J.M. Global LCOEs of decentralized off-grid renewable energy systems / J.M. Weinand, M. Hoffmann, J. Göpfert et al. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2023. – Vol. 183. – № June. – P. 113478. DOI: 10.1016/j.rser.2023.113478.

198. Xiao, D. Thermoelectric Generator Design and Characterization for Industrial Pipe Waste Heat Recovery / D. Xiao, P. Sun, J. Wu et al. // Processes. – 2023. – Vol. 11. – № 6. – P. 1714. DOI: 10.3390/pr11061714.

199. Xiao, H. A flameless catalytic combustion-based thermoelectric generator for powering electronic instruments on gas pipelines / H. Xiao, K. Qiu, X. Gou, Q. Ou // Applied Energy. – 2013. – Vol. 112. – P. 1161-1165. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.01.078.

200. Xu, C. Operation of off-grid power supply system using IoT monitoring platform for oil and gas pipeline based on RESOC / C. Xu, J. Wu, H. Feng et al. // CSEE Journal of Power and Energy Systems. – 2020. – Vol. 6. – № 1. – P. 12-21. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.01580.

201. Xu, H. Minority Carrier Lifetime of n-type Mono-crystalline Silicon Produced by Continuous Czochralski Technology and its Effect on Hetero-junction Solar Cells / H. Xu, X. Tian // Energy Procedia. – 2016. – Vol. 92. – P. 708-714. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.07.048.

202. Xu, Z.Y. Non-destructive testing of polycrystalline silicon solar panel by Scan Acoustic Microscopy / Z.Y. Xu, S.Y. Gao, J. Huang, Y. Wang // Advanced Materials Research. – 2013. – Vol. 764. – P. 9-13. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.764.9.

203. Yang, W. Structural health monitoring of composite wind turbine blades: Challenges, issues and potential solutions / W. Yang, Z. Peng, K. Wei, W. Tian // IET Renewable Power Generation. – 2017. – Vol. 11. – № 4. – P. 411-416. DOI: 10.1049/iet-rpg.2016.0087.

204. Yilmaz, S. Optimal design of hybrid PV-Diesel-Battery systems for isolated lands: A case study for Kilis, Turkey / S. Yilmaz, F. Dincer // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 77. – P. 344-352. DOI: 10.1016/J.RSER.2017.04.037.

205. Yurddaskal, M. Thermoelectric Films for Electricity Generation / M. Yurddaskal, M.

Yurddaskal, O. Yilmaz, S. Gultekin // *Inorganic and Organic Thin Films: Fundamentals, Fabrication, and Applications: Volume 1 and 2.* – 2021. – Vols. 1-2. – P. 299-337. DOI: 10.1002/9783527344987.ch10.

206. Zemenkova, M.Y. Intelligent monitoring of the condition of hydrocarbon pipeline transport facilities using neural network technologies / M.Y. Zemenkova, E.L. Chizhevskaya, Y.D. Zemenkov // *Journal of Mining Institute.* – 2022. – Vol. 258. – P. 933-944. DOI: 10.31897/PMI.2022.105.

207. Zhang, B. Research into fabrication and popularization of organic thin film solar cells / B. Zhang, Y. Li, S. Qiao et al. // *Chemical Engineering Transactions.* – 2016. – Vol. 55. – P. 25-29. DOI: 10.3303/CET1655005.

208. Zhang, T. Integrating material engineering with module design optimization: A new design concept for thermoelectric generator / T. Zhang // *Energy.* – 2018. – Vol. 148. – P. 397-406. DOI: 10.1016/J.ENERGY.2018.01.173.

209. Zhang, Z. Optimization of indium recovery from waste crystalline silicon heterojunction solar cells by acid leaching / Z. Zhang, M. Liu, L. Wang et al. // *Solar Energy Materials and Solar Cells.* – 2021. – Vol. 230. – № April. – P. 111218. DOI: 10.1016/j.solmat.2021.111218.

210. Zichittella, G. Status and prospects of the decentralised valorisation of natural gas into energy and energy carriers / G. Zichittella, J. Pérez-Ramírez // *Chemical Society Reviews.* – 2021. – Vol. 50. – № 5. – P. 2984-3012. DOI: 10.1039/d0cs01506g.

211. Zimin, R.Y. Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development through the Use of Alternative Energy Sources in the Arctic / R.Y. Zimin, V.N. Kuchin. – [Electronic resource] // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – IEEE, 2020. – P. 1-5. – Mode of access: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9271103/> (date of access: 19.03.2021).

212. Zoui, M.A. A Review on Thermoelectric Generators: Progress and Applications / M.A. Zoui, S. Bentouba, J.G. Stocholm, M. Bourouis // *Energies.* – 2020. – Vol. 13. – № 14. – P. 3606. DOI: 10.3390/en13143606.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт о внедрении результатов кандидатской диссертации



Общество с ограниченной
ответственностью
«Академия КЭТ»
198005, город Санкт-Петербург,
ул. Егорова, д. 18 лит. А, 7Н/3
Тел. 8-800-700-60-63
info@ketacademy.ru

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «Академия КЭТ»



В.В. Никитин

«18» апреля 2024 г.

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации
Глуханича Дмитрия Юрьевича
по научной специальности 2.4.2 «Электротехнические комплексы и системы»

Комиссия в составе:**Председатель:**

Генеральный директор, Никитин Вадим Валерьевич

Члены комиссии:

Технический директор, Варавин Артем Сергеевич

Советник директора, Кулик Андрей Александрович

Директор по развитию, Батурина Татьяна Витальевна

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Автономный электротехнический комплекс с фото- и термоэлектрической установками для электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, использованы в образовательной деятельности ООО «Академия КЭТ» при разработке методических указаний и рекомендаций, направленных на повышение эффективности систем накопления энергии с возобновляемыми источниками энергии в виде:

– методики определения суммарной часовой энергетической освещенности на наклонной поверхности в условиях отсутствия эмпирически установленной регрессионной зависимости коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба;

– рекомендаций и методики по выбору номинальных параметров автономного электротехнического комплекса с фото- и/или термоэлектрической установками и накопителем электроэнергии при проведении технико-экономического обоснования внедрения систем электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода.

Использование указанных результатов позволит:

– производить расчет фотоэлектрических установок с произвольным углом наклона в условиях отсутствия эмпирических данных для определения коэффициента диффузного пропускания;

– обеспечить бесперебойным электроснабжением пункт телемеханики нефтепровода за счет применения автономного электротехнического комплекса, при этом экономическая выгода такого решения по сравнению со строительством ответвления длиной более 1 км от вдольтрассовой линии электропередачи может составлять до 89% за каждый километр ответвления.

Председатель комиссии

Генеральный директор



Никитин В.В.

Члены комиссии:

Технический директор



Варавин А.С.

Советник директора



Кулик А.А.

Директор по развитию



Батурина Т.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2682767

**АВТОНОМНЫЙ ПУНКТ СБОРА ДАННЫХ ДЛЯ
СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК ЖИДКИХ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Бельский Алексей Анатольевич (RU), Глуханюк Дмитрий Юрьевич (RU), Добуш Василий Степанович (RU)*

Заявка № 2018120833

Приоритет изобретения 05 июня 2018 г.

Дата государственной регистрации в

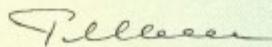
Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 21 марта 2019 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 05 июня 2038 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Иванюв

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2723344

**КОМПЛЕКС АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПУНКТА СБОРА ДАННЫХ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ
УТЕЧЕК ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Бельский Алексей Анатольевич (RU), Добуш Василий Степанович (RU), Глуханич Дмитрий Юрьевич (RU), Пудкова Тамара Валерьевна (RU)*

Заявка № 2019142516

Приоритет изобретения 16 декабря 2019 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 10 июня 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает: 16 декабря 2039 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021612635

**Программа для расчета мощности, вырабатываемой
термогенераторами на нефтепроводе**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Иванченко Даниил Иванович (RU), Бельский
Алексей Анатольевич (RU), Глуханюк Дмитрий Юрьевич
(RU)*

Заявка № 2021611826

Дата поступления 18 февраля 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 20 февраля 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев