

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

На правах рукописи

Лаврик Александр Юрьевич



ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНЫХ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПУТЕМ ОБОСНОВАНИЯ
СОСТАВА И РЕЖИМОВ РАБОТЫ С УЧЁТОМ ПРЕДИКТИВНЫХ
АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ НАГРУЗКОЙ

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
к.т.н., доцент Жуковский Ю.Л.

Санкт-Петербург – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ПОСТРОЕНИЯ АВТОНОМНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ И МИРЕ	12
1.1 Дизельные электростанции в децентрализованном электроснабжении	12
1.2 Возобновляемая энергетика России и мира	16
1.3 Автономные гибридные энергетические комплексы России	18
1.4 Научно-технические проблемы развития автономных электротехнических комплексов	23
1.5 Выводы к главе 1	30
ГЛАВА 2 ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА ИСТОЧНИКОВ И НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ.....	31
2.1 Подходы к параметрической оптимизации состава источников энергии и накопителей	32
2.2 Математическая модель электротехнического комплекса	36
2.3 Выбор режимов работы источников электроэнергии	48
2.4 Экологические и экономические показатели комплекса	50
2.5 Моделирование автономного электротехнического комплекса с целью обоснования состава источников генерации и накопителей энергии	53
2.6 Выводы к главе 2	66
ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕДИКТИВНЫХ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ.....	68
3.1 Классификация и архитектура систем управления спросом на электроэнергию	69
3.2 Оценка изменения оптимальных параметров состава источников и накопителей электроэнергии при реализации управления электрической нагрузкой	73
3.3 Разработка алгоритма управления электрической нагрузкой в автономном электротехническом комплексе с возобновляемыми источниками энергии.....	77

3.4 Моделирование выбора оптимальных интервалов работы электроприёмников с помощью эвристического алгоритма	81
3.5 Физическое моделирование предиктивного управления электрической нагрузкой.....	86
3.6. Выводы к главе 3	91
ГЛАВА 4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ.....	93
4.1 Разработка и моделирование алгоритма управления источниками генерации и накопителями в граничных режимах на базе нечёткой логики	93
4.2 Прогнозирование графиков выдачи мощности ветроэлектростанцией	100
4.3 Имитационное моделирование работы автономного электротехнического комплекса	105
4.4 Включение в состав подстанции ЭТК устройств компенсации реактивной мощности.....	107
4.5 Выводы к главе 4	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	113
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	115
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	116
ПРИЛОЖЕНИЕ А Схема расположения основных ДЭС на территории Якутии	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Схема поставок нефтепродуктов на ДЭС Якутии.....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ В Расходные характеристики ДГУ.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Нахождение коэффициентов аппроксимации зависимости расхода топлива от номинальной мощности и загрузки ДГУ	135
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Снимки экрана компьютерной программы для оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии в автономном ЭТК	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Алгоритм функционирования управления спросом на электроэнергию в автономном ЭТК с ВИЭ	139

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Алгоритм управления ДГУ и накопителями электроэнергии для случая с двумя ДГУ разной мощности.....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ И Программный код для моделирования ИНС в MATLAB.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ К Ошибки прогнозирования скорости ветра при различной структуре ИНС.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Акт внедрения результатов диссертационной работы ..	144
ПРИЛОЖЕНИЕ М Свидетельство о государственной регистрации изобретения.....	145

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Две трети территории России, на которых проживает свыше 10 млн человек, не охвачено Единой энергетической системой (ЕЭС). Для автономных объектов горнодобывающих и нефтегазовых предприятий, населённых пунктов, вахтовых посёлков, геологоразведочных станций и т.п. основным источником электроэнергии служат, как правило, дизельные электростанции (ДЭС). Несмотря на низкие капитальные затраты, простоту резервирования и эксплуатации, использование ДЭС в качестве основного источника генерации имеет множество недостатков: высокую себестоимость вырабатываемой электроэнергии, негативное воздействие на экологию, трудоёмкость мероприятий по сезонному завозу топлива и т.п. Характерной чертой большинства автономных ДЭС в России является высокий уровень морального устаревания и физического износа оборудования.

Решению обозначенных проблем способствует интеграция в указанные системы электроснабжения возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В последние годы в изолированных энергосистемах России получают распространение ветро-дизельные и солнечно-дизельные электротехнические комплексы, однако в мире наметилась тенденция использования гибридных комплексов, включающих одновременно несколько видов ВИЭ, например – резервируемых ветро-солнечных электростанций. Обоснование состава источников генерации и накопителей электроэнергии в таких системах должно осуществляться с учётом выбора оптимальных алгоритмов управления всеми компонентами автономного электротехнического комплекса (ЭТК), включающего не только генерирующие установки и накопители электроэнергии, но и активных потребителей, способных изменять индивидуальный график потребляемой мощности в зависимости от ситуации в системе электроснабжения. Широкие возможности по повышению энергоэффективности автономных ЭТК открывает использование предиктивных алгоритмов управления, под которыми понимаются алгоритмы, реализуемые при осуществлении прогнозирования различных

параметров, в первую очередь – мощности потребления и генерации электроэнергии различными компонентами ЭТК.

Вместе с тем большая часть существующих методик оптимизации состава оборудования не учитывает возможности управления электрической нагрузкой активных потребителей, и значительная часть из них базируется на использовании усреднённых значений электрической нагрузки или метеорологических параметров, от которых зависит выдача мощности ВИЭ. Последнее обстоятельство делает невозможным учёт ряда факторов, характерных для режимов работы оборудования в реальных условиях. Программные комплексы, используемые для оптимизации структуры и состава источников генерации и накопителей, имеют закрытый код, ограничивая возможности для разработки новых алгоритмов управления ЭТК. Таким образом, актуальной задачей является разработка комплексной методики оптимизации состава автономных ЭТК с учётом предлагаемых алгоритмов его работы.

Степень проработанности направления исследований. Особенности организации электроснабжения отрезанных от ЕЭС территорий предопределили появление методик обоснования структуры, состава, режимов работы автономных ЭТК. Значительный вклад в этой области принадлежит Б.В. Лукутину, Б.Н. Абрамовичу, К.В. Суслову, В.В. Елистратову, М.Г. Тягунову, R. Dufo-Lopez, J.L. Bernal-Agustín, F. Jurado и др.

В работах проф. Лукутина Б.В. предложены методы обоснования состава и режимов работы ветро- и солнечно-дизельных комплексов, микро-ГЭС и других систем на базе ВИЭ, проанализированы структурные схемы гибридных ЭТК, предложены различные подходы к моделированию компонентов системы [28-32, 98].

В работах проф. Абрамовича Б.Н. рассмотрены вопросы обеспечения электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса, в том числе с помощью гибридных ЭТК с ВИЭ, а также вопросы прогнозирования электропотребления. Отмечена важность обеспечения качества электроэнергии и

надёжности электроснабжения, предложена концепция использования ВИЭ в целях предупреждения аварийных ситуаций [1-4, 41, 66].

В работах Сулова К.В. предложен комплексный подход к обоснованию состава источников энергии в изолированных энергосистемах с учётом управления нагрузкой активных потребителей. Разработаны методики регулирования графиков нагрузок потребителей и методы оценки и обеспечения надёжности активных изолированных энергосистем [11, 52, 55, 56, 58, 92, 115].

В работах проф. Елистратова В.В. рассмотрен широкий спектр вопросов обоснования состава и режимов работы автономных ЭТК с различными видами ВИЭ. Большая часть трудов посвящена ветро-дизельным комплексам, адаптированным к суровым арктическим условиям [19, 20, 44, 79, 81, 82].

В работах проф. Тягунова М.Г., Васькова А.Г., Цырука С.А. рассматриваются вопросы выбора оптимальной структуры, состава и режимов работы гибридных ЭТК с ВИЭ и потребителями-регуляторами, а также вопросы управления электропотреблением и прогнозирования выработки электроэнергии фотоэлектрическими станциями [7-10, 22, 53, 61, 62, 65].

Работы *R. Dufo-Lopez, J.L. Bernal-Agustín* охватывают широкий спектр вопросов оптимизации состава и режимов работы гибридных ЭТК с альтернативными источниками энергии. Предложены различные модели управления электрической нагрузкой и другие алгоритмы интеллектуализации систем электроснабжения [76, 77, 87, 97].

Работы *F. Jurado* посвящены оптимизации состава и выбору стратегий управления гибридных ЭТК с ВИЭ. Рассмотрены способы управления нагрузкой бытовых потребителей в условиях распределённой генерации [68, 69, 74, 86].

Таким образом, при оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии в ЭТК лишь в некоторых исследованиях предлагается решать задачу комплексно с учётом возможности управления нагрузкой потребителей. Однако в этих работах не до конца раскрыты вопросы, связанные со степенью влияния управления электрической нагрузкой на оптимальный состав ЭТК, не приводятся количественные оценки его изменения при той или иной модели

управления нагрузкой. Кроме того, не решены многие вопросы оптимального управления источниками и накопителями электроэнергии в гибридных ЭТК.

Объект исследования – автономный электротехнический комплекс с возобновляемыми источниками энергии и активными потребителями энергии.

Предмет исследования – параметрический синтез автономного электротехнического комплекса, его оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления.

Цель работы – повышение энергоэффективности автономных электротехнических комплексов путём выбора рационального состава и режимов работы с учётом предиктивных алгоритмов управления генерацией и потреблением электроэнергии.

Идея работы. Повышение энергоэффективности автономных электротехнических комплексов может быть достигнуто выбором оптимальных параметров генераторов и накопителей электроэнергии при учёте возможности корректировки графиков электрической нагрузки потребителей.

Научная новизна работы

Предложена методика обоснования состава источников и накопителей электроэнергии автономного электротехнического комплекса с учётом управления электрической нагрузкой, реализованная на базе оптимизационного метода покоординатного спуска.

Разработан алгоритм управления дизель-генераторными установками и накопителями электроэнергии в автономных электротехнических комплексах с возобновляемыми источниками энергии, отличающийся подключением к сети электроснабжения накопителей электроэнергии для предотвращения запуска очередной дизель-генераторной установки при высокой вероятности её непродолжительной работы на малую нагрузку.

Разработан способ управления электрической нагрузкой в автономных электротехнических комплексах с возобновляемыми источниками энергии, отличающийся применением эвристического алгоритма выбора интервалов работы электроприёмников.

Теоретическая и практическая значимость работы

Результаты исследований могут быть использованы при проектировании новых или реконструкции существующих автономных электротехнических комплексов.

Результаты могут быть использованы в учебном процессе при реализации специальных образовательных программ.

Методология и методы исследований

При выполнении исследований использовались методы анализа и обобщения данных, статистические методы обработки данных, методы математической оптимизации для задач с ограничениями, методы нечёткой логики, методы математического моделирования. Экспериментальные исследования выполнялись с использованием имитационного моделирования в среде Simulink программного комплекса MATLAB, программирования на языке Python в среде Jupyter Notebook, а также низковольтных распределительных устройств в лаборатории Schneider Electric на базе Учебно-научного центра цифровых технологий Санкт-Петербургского горного университета.

Соответствие паспорту специальности

Работа соответствует паспорту специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы (технические науки) – п. 3 Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Повышение энергоэффективности и улучшение технико-экономических и экологических показателей работы автономного электротехнического комплекса с возобновляемыми источниками энергии может быть достигнуто путём применения разработанной методики обоснования состава и режимов работы источников и накопителей электроэнергии с учётом управления электрической нагрузкой.

2. Применение разработанных предиктивных алгоритмов управления электропотреблением и управления генерацией позволит повысить

энергоэффективность автономного электротехнического комплекса по техническим и экономическим критериям.

Степень достоверности и апробация результатов работы

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается корректным применением известных теорий и методов математического моделирования электротехнических комплексов, машинного обучения, а также результатами экспериментов.

Основные положения обсуждались на заседаниях кафедры электроэнергетики и электромеханики Горного университета, докладывались и получили положительную оценку на 7 конференциях и семинарах: Международном форуме горняков и металлургов на базе ТУ «Фрайбергская горная академия» (г. Фрайберг, Германия, 2018 г.), Международной научной конференции «Энерго-ресурсоэффективность в интересах устойчивого развития» (г. Томск, 2018 г.), Научно-практической конференции «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2019» (г. Санкт-Петербург, 2019 г.), Международной научной конференции на базе Горно-геологического университета «Св. Иван Рильский» (г. София, Болгария, 2019 г.), Международной научно-практической конференции «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2020» (г. Санкт-Петербург, 2020 г.), Научной конференции студентов и молодых учёных «Полезные ископаемые России и их освоение» (г. Санкт-Петербург, 2021 г.), XIX Всероссийской конференции-конкурсе студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, 2021 г.).

Личный вклад автора

Сформулированы цели, задачи исследований, защищаемые научные положения. Непосредственное участие во всех этапах исследований в рамках диссертационной работы.

Предложена методика обоснования состава источников и накопителей электроэнергии автономного ЭТК, учитывающая возможность корректировки графиков электрической нагрузки потребителей.

Разработан программный комплекс для оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии в автономном ЭТК на основе оптимизационного метода покоординатного спуска.

Разработан алгоритм предиктивного управления спросом на электроэнергию в автономном ЭТК с ВИЭ.

Разработан алгоритм управления дизель-генераторными установками и накопителями электроэнергии в автономном ЭТК с ВИЭ.

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени отражены в 5 печатных работах, в том числе в 2 статьях – в издании 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 (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus; получен 1 патент на изобретение.

Структура и объём работы

Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 120 наименований. Диссертация изложена на 145 страницах машинописного текста, содержит 58 рисунков и 20 таблиц, 11 приложений.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность научному консультанту, доктору технических наук, профессору, профессору кафедры электроэнергетики и электромеханики Абрамовичу Б.Н. за помощь в подготовке и проведении научных исследований, а также кандидату технических наук, доценту, доценту кафедры электроэнергетики и электромеханики Бельскому А.А. за ценные замечания при подготовке статей и диссертации.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ПОСТРОЕНИЯ АВТОНОМНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РОССИИ И МИРЕ

1.1 Дизельные электростанции в децентрализованном электроснабжении

В настоящее время две трети территории Российской Федерации, на которых проживает свыше 10 млн человек, не охвачено централизованным электроснабжением [13, 55]. В большинстве случаев для производства электроэнергии на данных территориях используют тепловые электростанции (ТЭС), работающие на ископаемом топливе: дизеле, мазуте, угле и газе. Большое распространение в изолированных энергетических системах получили ДЭС [29, 55].

Оценка доли распределённой генерации и, в частности, ДЭС, в общем энергетическом балансе России представляется непростой задачей ввиду отсутствия общепринятого учёта мощности малой генерации [33]. Косвенно оценить степень распространения автономных ДЭС в России можно на основе информации об их количестве в Республике Саха (Якутия), которая является регионом с наибольшим количеством эксплуатируемых ДЭС. На территории Якутии, составляющей около 18% площади РФ, функционирует 150 ДЭС (2019 г.), управление 136 из них осуществляет дочерняя компания ПАО «Якутскэнерго» АО «Сахаэнерго» [37]. Более 82% мощности ДЭС АО «Сахаэнерго» функционирует в северных и арктических районах Якутии [49]. Схема расположения ДЭС на территории региона приведена в приложении А [28].

Большая доля электропотребления в децентрализованных зонах энергоснабжения республики приходится на предприятия горной и нефтяной промышленности, что видно из диаграммы на рисунке 1.1. Общий объём потребления электроэнергии в децентрализованной зоне Якутии в 2019 г. составил 1277,6 млн кВт·ч.

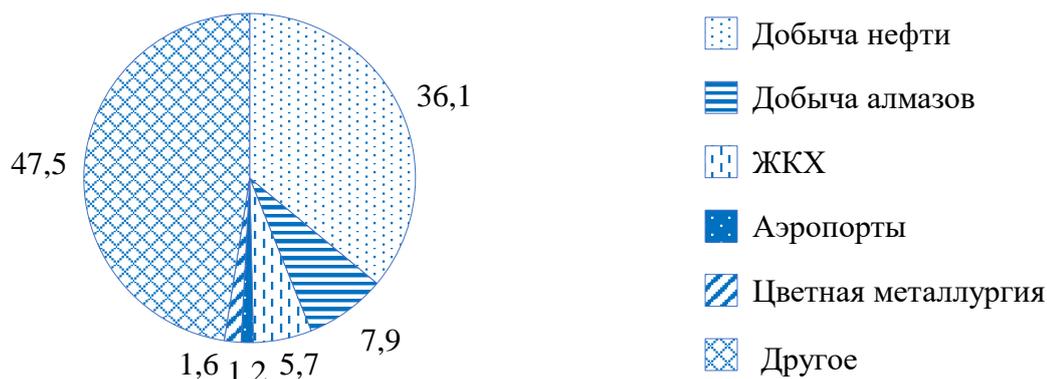


Рисунок 1.1 – Доля потребления электроэнергии по отраслям в децентрализованной зоне Якутии в 2019 г., %

Распределение установленных дизель-генераторных установок (ДГУ) АО «Сахаэнерго» по суммарной установленной мощности и по количеству агрегатов приведены на рисунке 1.2.

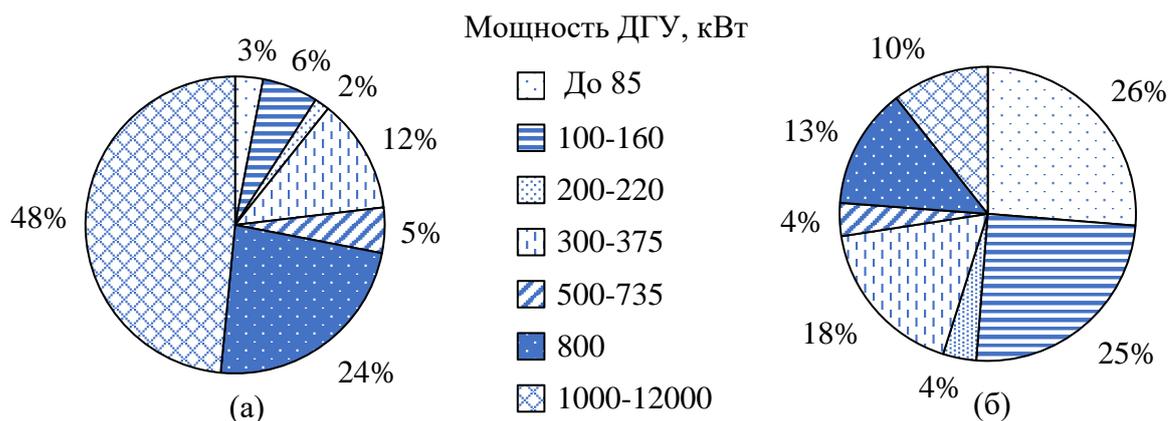


Рисунок 1.2 – Распределение ДГУ АО «Сахаэнерго»:

(а) – по суммарной установленной мощности, (б) – по количеству агрегатов

Широкое применение ДЭС в децентрализованных зонах как в Якутии, так и в России и мире, обусловлена, главным образом, следующими факторами:

1) Низкие удельные капиталовложения.

Стоимость отечественных ДГУ открытого исполнения мощностью от 50 кВт на 2020 г. составляет порядка 5700 руб./кВт установленной мощности с тенденцией уменьшения стоимости при увеличении номинальной мощности ДГУ. При этом стоит отметить, что комплектация ДГУ импортным дизельным двигателем может увеличивать стоимость ДГУ в 2–3 раза [35].

2) Возможность технической реализации в любых условиях.

Энергоснабжение с помощью ДЭС возможно организовать в любых климатических условиях и в местах с полным отсутствием инфраструктуры, в том числе при нецелесообразности применения ВИЭ [29].

3) Полная диспетчеризируемость ДЭС и простота резервирования.

Отпуском электроэнергии ДЭС легко управлять как в большую, так и в меньшую сторону. ДЭС может выступать как гарантированный источник электроснабжения при наличии топлива.

Вместе с тем использование ДЭС в качестве источника электроснабжения имеет множество недостатков:

1) Дороговизна топлива и его транспортировки, высокая себестоимость электроэнергии.

Отпускная цена на дизельное топливо (ДТ) с нефтебаз, согласно информации открытых тендеров, может составлять порядка 40–50 тыс. руб. за тонну [18].

С доставкой топлива до потребителей связано существенное удорожание общей стоимости его поставки. Маршруты доставки до удалённых потребителей достигают нескольких тысяч километров, о чём свидетельствует схема поставок нефтепродуктов на ДЭС ПАО «Якутскэнерго» и АО «Сахаэнерго», представленная в приложении Б [28].

По существующим оценкам, доля транспортной составляющей в конечной стоимости поставки ДТ может составлять 60–70% [17, 54].

В итоге эти факторы приводят к высокой себестоимости вырабатываемой электроэнергии. Так, средняя себестоимость электроэнергии на ДЭС АО «Сахаэнерго» составляет 28,5 руб./кВт·ч, при этом удельный расход ДТ составляет в среднем 400 г/кВт·ч [6], а на некоторых ДЭС достигает до 500 г/кВт·ч [15]. По данным открытых тендеров, стоимость поставки арктического ДТ в отдалённые населённые пункты Мурманской области составляет от 90 до 110 тыс. руб./т [18]. Приблизительная себестоимость вырабатываемой электроэнергии в этом случае при использовании современных экономичных ДГУ составит 23–28 руб./кВт·ч, а при использовании изношенных – 36–44 руб./кВт·ч.

2) Ограниченный диапазон регулирования нагрузки ДГУ.

Оптимальной считается загрузка ДГУ в пределах 40–80% от номинальной мощности, а допустимой загрузкой – 30–100% [34, 38]. Длительная работа ДГУ на малую нагрузку недопустима, т.к. приводит к неполному сгоранию топлива и коксованию поршневых колец, а также повышенному расходу топлива [38].

3) Экологический ущерб.

Работа ДГУ сопровождается выбросами в атмосферу диоксида углерода (CO_2) и других загрязняющих веществ – окиси углерода (CO), оксидов азота (NO_x), углеводородов (C_xH_y), сажи (C), двуокиси серы (SO_2), формальдегидов (CH_2O), бензапирена ($\text{C}_{20}\text{H}_{12}$).

При работе ДЭС в атмосферу выделяется порядка 3,15 кг CO_2 /л ДТ [84]. Данные о нормативной величине выбросов других загрязняющих веществ для ДГУ с номинальной мощностью от 73,6 до 736 кВт приведены в таблице 1.1 [48].

Таблица 1.1 – Удельные нормативные выбросы ДГУ загрязняющих веществ в атмосферу

Мощность ДГУ, кВт	Выбросы загрязняющих веществ							
	Ед. изм.	CO	NO _x	C _x H _y	C	SO ₂	CH ₂ O	C ₂₀ H ₁₂
73,6-736	г/кВт·ч	6,2	9,6	2,9	0,5	1,2	0,12	1,2·10 ⁻⁵
	г/кг ДТ	26,0	40,0	12,0	2,0	5,0	0,50	5,5·10 ⁻⁵

Кроме того, серьёзной проблемой является бесконтрольное складирование порожних бочек от ДТ в местах потребления.

4) Ограничения по отпуску электроэнергии в установленные часы.

В связи с необходимостью оптимизации расходов на электроснабжение малых потребителей отпуск электроэнергии в ряде случаев осуществляется только в определённые часы суток, что приводит к снижению качества жизни населения и сдерживает развитие экономики региона [38, 60].

5) Зависимость от надёжности поставок топлива.

В связи с тем, что большая часть потребителей в децентрализованных зонах с ДЭС расположено в труднодоступных удалённых местах без развитой транспортной инфраструктуры, время от времени возникают чрезвычайные ситуации, связанные с угрозой перебоев в поставках ДТ.

б) Опасность экологических катастроф.

Кроме постоянного негативного воздействия на окружающую среду, сопровождающего эксплуатацию ДЭС в нормальных режимах работы, существуют и риски возникновения нештатных ситуаций, связанных с транспортировкой и хранением ДТ. В качестве примера можно привести розлив нефтепродуктов и загрязнение почв, подземных и наземных вод и т.д.

Кроме указанных неблагоприятных явлений существует и другой фактор, не являющийся недостатком ДЭС в принципе, но характеризующий состояние децентрализованных систем электроснабжения многих регионов – высокий уровень износа большей части ДЭС, усреднённая величина которого, по некоторым данным, составляет 75% [29].

1.2 Возобновляемая энергетика России и мира

Использование различных видов ВИЭ позволяет решить ряд проблем, связанных с эксплуатацией автономных ЭТК, выработка электроэнергии в которых осуществляется установками, работающими на ископаемом топливе [25].

Интеграция ВИЭ в крупные энергосистемы продиктовано несколькими факторами. С одной стороны, это глобальное изменение климата, для борьбы с которым в 2015 г. было принято Парижское соглашение, подписанное Россией, целью которого является удержание роста средней температуры в пределах 2 °С, а при возможности – 1,5 °С. Основная роль в снижении выбросов парниковых газов отводится трансформации сектора энергетики путём увеличения доли ВИЭ, главным образом – за счёт ветряных и солнечных электростанций [43].

Другим фактором увеличения доли ВИЭ в мире являются ограниченные запасы традиционного ископаемого топлива – нефти, газа, угля и т.д., что приводит, во-первых, к высоким затратам на энергоснабжение, а во-вторых – к зависимости отдельных государств от импорта энергоносителей [50]. Большие запасы нефти, газа и угля определяют для России собственную модель развития ВИЭ. Низкая себестоимость генерации электроэнергии с помощью традиционных

энергоносителей объясняют относительно небольшую установленную мощность электростанций на базе ВИЭ в России, составляющую 1,12%. Аналогичный показатель для Германии в начале 2021 г. составил 60,1% при учёте всех используемых в Германии видов ВИЭ, и 54% при учёте только ветряных (ВЭС) и фотоэлектрических (ФЭС) станций [83].

Динамика изменения установленной мощности электростанций, функционирующих в составе ЕЭС России по состоянию с 2017 по 2021 гг., показана на рисунке 1.3 и демонстрирует значительный относительный прирост установленной мощности ВИЭ [36].

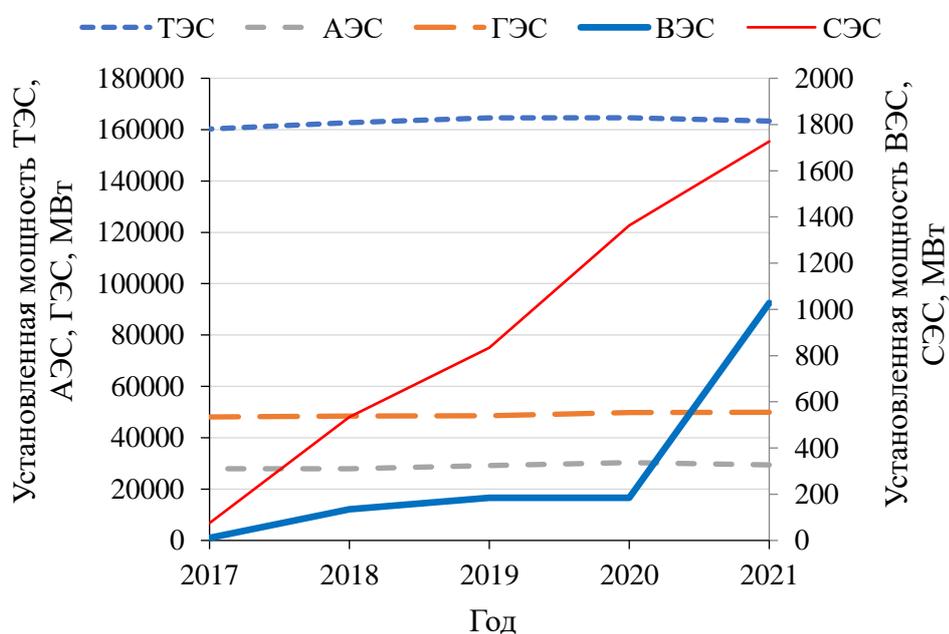


Рисунок 1.3 – Динамика изменения установленной мощности электростанций различных типов в России в 2017–2021 гг.

В абсолютном выражении прирост установленной мощности ВИЭ составил 1207 МВт, в то время как первое за последние 5 лет уменьшение суммарной установленной мощности ТЭС составило 0,8%, или 1320 МВт.

Необходимо отметить, что доля возобновляемой энергии в энергобалансе по причине относительно низкого коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) энергоустановок на базе ВИЭ по-прежнему небольшая: по итогам 2020 г. она составила 0,32% общей выработки электроэнергии в ЕЭС России. Аналогичный показатель для Германии в 2020 г. составил 50,5% при учёте

всех используемых в Германии видов ВИЭ, и 41,8% при учёте только ВЭС и ФЭС [83].

В целом в мировой энергетике доля ВИЭ неуклонно растёт и с 2012 г. ежегодный прирост генерирующих мощностей более чем на 50% обеспечивается ВИЭ, что показано на рисунке 1.4.

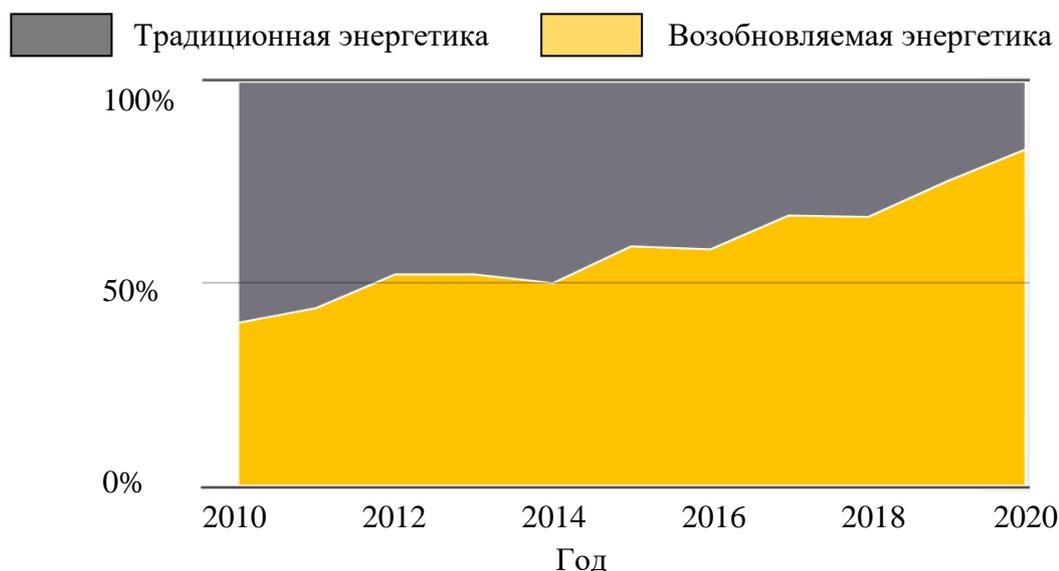


Рисунок 1.4 – Вклад генерирующих установок на ископаемом топливе и на базе ВИЭ в прирост установленной мощности энергетики мира в 2008–2018 гг. [107]

Развитие ВИЭ в децентрализованных зонах электроснабжения, характерных для Дальнего Востока, Арктической зоны и других регионов России, имеет свои особенности [96]. Для устранения описанных в разделе 1.1 недостатков, присущих автономным системам электроснабжения с ДЭС, и, в первую очередь, сокращения больших затрат на энергоснабжение потребителей в децентрализованных зонах, разрабатываются различные механизмы поддержки ВИЭ, например – энергосервисные контракты и тарифное регулирование.

1.3 Автономные гибридные энергетические комплексы России

Запущенный процесс обновления автономных генерирующих комплексов в России уже сейчас приводит к введению в строй новых объектов возобновляемой энергетики. Выработка электроэнергии большей части видов ВИЭ стохастична, что в условиях автономных ЭТК приводит к необходимости резервирования ВИЭ

гарантирующими источниками электроснабжения, которыми выступают ДЭС, накопители энергии и др. Наибольшее распространение в автономных системах электроснабжения в России, в соответствии с общемировыми трендами, получают гибридные ветро-дизельные (ВДК), а также солнечно-дизельные (СДК) комплексы [85]. Гибридные ЭТК, как правило, отличаются большей надёжностью и энергоэффективностью, чем ЭТК с одним источником энергии [78].

По некоторым оценкам, большая часть гибридных ЭТК с ВИЭ – около 80% – приходится на ВДК [51].

1.3.1 Ветро-дизельные комплексы

В изолированных энергосистемах России функционирует несколько крупных автономных ВДК, причём все они были построены впервые или подверглись реконструкции в последнее десятилетие.

Сравнительная характеристика ВДК, функционирующих в составе изолированных энергетических систем России, приведена в таблице 1.2 [46].

Таблица 1.2 – Основные параметры ВДК в изолированных энергосистемах России

Параметр	ВДК в изолированных энергосистемах России				
	Тикси (Якутия)	Анадырь (Чукотка)	Николь- ское (Камчатка)	Усть- Камчатск (Чукотка)	Новиково (Сахалин)
Координаты с. ш., в. д.	71.630881 128.902159	64.766131 177.554362	55.192196 166.013203	56.233333 162.533333	46.363611 143.359444
Год постройки (реконструкции)	2018	2002 (2018)	2013	2013 (2015)	2015
Установленная мощность, кВт	900 (3x300)	2500 (10x250)	550 (2x275)	1175 (1x275, 3x300)	450 (2x225)
Модель ВЭУ (кол-во ВЭУ)	Komaihaltec KWT 300 (3)	Micon 530 (6) АВЭ-250 «Южмаш» (4)	Vergnet GEV MP 275 (2)	Vergnet GEV MP 275 (1) Komaihalte с KWT 300 (3)	ВЭУ-225 «ТЭМЗ» (2)

Продолжение таблицы 1.2

Установленная мощность ДЭС, кВт	9600	нет данных	876	8000	5000 (5x800, 2x508)
Нагрузка потребителей, кВт					
минимальная	990	нет данных	100	530	208
максимальная	5320	нет данных	650	4130	348
Плановое замещение ДТ, т/год	534	нет данных	370	550	227

Как показывает опыт эксплуатации ВЭУ в России, важным фактором успешной реализации проектов ветроэнергетики является адаптация ВЭУ к суровым климатическим условиям, а также степень локализации оборудования ВЭУ.

В большинстве автономных ЭТК используются ВЭУ зарубежного производства, исключением являются Анадырская ВЭС, а также ВДК в пос. Новиково на о. Сахалин, где используются ВЭУ производства Тюльганского электромеханического завода. Стоит отметить, что в последние годы значительные усилия направлены на локализацию производства ВЭУ в России. Государственный институт развития РОСНАНО в партнёрстве с одним из лидеров среди производителей ВЭУ, датской компанией Vestas наладили 3 производственные площадки по выпуску гондол в Нижнем Новгороде, композитных лопастей для турбин в Ульяновске и башен в Таганроге. Госкорпорация «Росатом» по лицензии нидерландской компании Lagerwey освоила полный цикл производства ВЭУ на площадках в России. Третьим игроком формируемого отечественного кластера производства ВЭУ является германо-итальянская компания Siemens Gamesa, являющаяся технологическим партнёром компании Enel Russia [43].

Усилия по локализации оборудования ВЭУ дают свои результаты: например, уровень локализации агрегатов второй по мощности в России сетевой ВЭС в Адыгее (2019), включающей 60 ВЭУ с суммарной установленной мощностью

150 МВт, составляет 65%. Следует ожидать, что в скором времени в изолированных энергосистемах России также появятся автономные ВДК с ВЭУ, произведёнными в России. В настоящее время этому препятствует сосредоточенность усилий по локализации в России крупных ВЭУ, мощность которых превосходит требуемые мощности ВЭС в большинстве автономных ЭТК.

Таким образом, строительство ВДК для электроснабжения потребителей в децентрализованных зонах при достаточных значениях среднегодовой скорости ветра является перспективным направлением, способным снизить затраты и повысить качество жизни населения, однако особое внимание следует уделять климатическому исполнению ВЭУ, уровню локализации оборудования и подготовке квалифицированного персонала для осуществления оперативного ремонта.

1.3.2. Солнечно-дизельные комплексы

В изолированных энергосистемах находят применение гибридные СДК. Сравнительная характеристика некоторых автономных СДК, функционирующих в России, приведена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – ФЭС с установленной мощностью более 50 кВт в изолированных энергосистемах России

Параметр	СДК в изолированных энергосистемах России			
	Батагай (Якутия)	Менза (Забайкальск ий край)	Дельгей (Якутия)	Батамай (Якутия)
Координаты с. ш., в. д.	67.665556 134.657222	49.429992 108.857532	59.905989 118.609346	63.525536 129.416369
Год постройки	2015	2017	2016	нет данных
Установленная мощность, кВт	1000	120	80	60
Тип ФЭП (кол-во ФЭП)	STP 300- 24Ve (3472)	NEVEL HJT	(272)	JRM-195 FSM-230/250 ECS250M60
Установленная мощность ДЭС, кВт	нет данных	2x200	нет данных	нет данных

Продолжение таблицы 1.3

Ёмкость АБ, кВт·ч	нет данных	300 (LiFePO ₄)	нет данных	нет данных
Плановое замещение ДТ, т/год	300	нет данных	24	17,4

Анализ данных, приведённых в таблице 1.3, позволяет сделать вывод о том, что установленные мощности ФЭС в составе автономных СДК в целом значительно уступают установленным мощностям ВЭС в составе автономных ВДК. Вместе с тем, в децентрализованных зонах России функционирует большое число СДК мощностью менее 60 кВт, которые не приведены в таблице 1.3.

Отдельно следует отметить крупнейшую в мире ФЭС за полярным кругом – Батагайскую солнечную электростанцию. Кроме того, можно выделить не включённую в таблицу 1.3 Бурзянскую солнечную электростанцию мощностью 10 МВт: в нормальных режимах станция работает параллельно с сетью, однако имеет возможность автономной работы и оснащена системой накопления энергии (СНЭ) ёмкостью 8 МВт·ч.

Говоря о локализации оборудования ФЭС, следует отметить, что производством ФЭП занимается компания «Хевел» (производственная мощность 340 МВт/год), «Солар Кремниевые технологии» (180 МВт/год) и завод «Гелиос» (120 МВт/год). Крупнейший производитель ФЭП в России, компания «Хевел», освоила выпуск гетероструктурных и микроморфных ФЭП, которые находят применение как на внутреннем, так и на зарубежном рынке. КПД экспортируемых гетероструктурных ФЭП достигает 22,7%, что является достаточно высоким показателем для серийно выпускаемых ФЭП [43, 71].

Кроме того, отечественными компаниями освоен также выпуск преобразовательной техники, необходимой для функционирования ВДК и СДК, разработаны автоматизированные системы управления гибридными ЭТК.

В целом можно отметить все предпосылки к дальнейшему распространению автономных СДК. Так, реализация проектов СДК заложена в стратегии развития

энергосистем Республики Саха (Якутия), Чукотского автономного округа и других регионов.

1.4 Научно-технические проблемы развития автономных электротехнических комплексов

В процессе эксплуатации автономных ЭТК, как правило, проявляются проблемы, которые негативным образом сказываются на различных технических, экономических, экологических или социальных показателях. Их причины можно классифицировать следующим образом:

1. Неоптимальность состава источников и накопителей электроэнергии в ЭТК, а также режимов его работы;
2. Несовершенство технической реализации ЭТК.

Данная работа посвящена рассмотрению проблем, отнесённых к первому классу.

Одной из научно-технических проблем, возникающих в автономных ЭТК вне зависимости от использования в них ВИЭ, является определение параметров гарантирующего источника электроснабжения. В роли такого источника целесообразно применять ДЭС. Однако существуют различные подходы к обоснованию количества и мощности ДГУ. С точки зрения удобства эксплуатации, очевидно преимущество использования одной или нескольких одинаковых ДГУ: упрощается заказ запасных частей, проведение ремонтных работ, взаимодействие персонала с однотипным оборудованием. Кроме того, упрощается система управления в случае многоагрегатного исполнения ДЭС. С другой стороны, технико-экономическое обоснование лишь в частном случае может показать оптимальность построения ДЭС из одной или нескольких одинаковых ДГУ.

В данной работе оптимизация количества и номинальной мощности ДГУ проводится без введения дополнительного условия на равенство мощностей. Кроме того, предполагается, что ДЭС должна быть способна принять 100% нагрузки, что обеспечивает необходимый уровень надёжности электроснабжения.

Вместе с тем при накоплении достаточной базы данных о режимах работы одноагрегатных и многоагрегатных ДЭС, статистики выхода из строя оборудования и дополнительной информации, например – о сроках поставок запасных частей и т.д., станет возможной разработка методологии учёта новых критериев, например – удобства обслуживания и т.п.

Автономные ЭТК с ВИЭ можно классифицировать на комплексы с низкой и высокой долей замещения ДТ. На рисунке 1.5 на примере гибридного комплекса с низкой долей замещения ДТ, состоящего из ФЭС и ДЭС, показан баланс активной мощности в течение суток (комплекс №1). Для обеспечения электрической нагрузки используется вся электроэнергия, вырабатываемая ФЭС, а регулирование баланса мощности в системе осуществляется с помощью ДЭС.

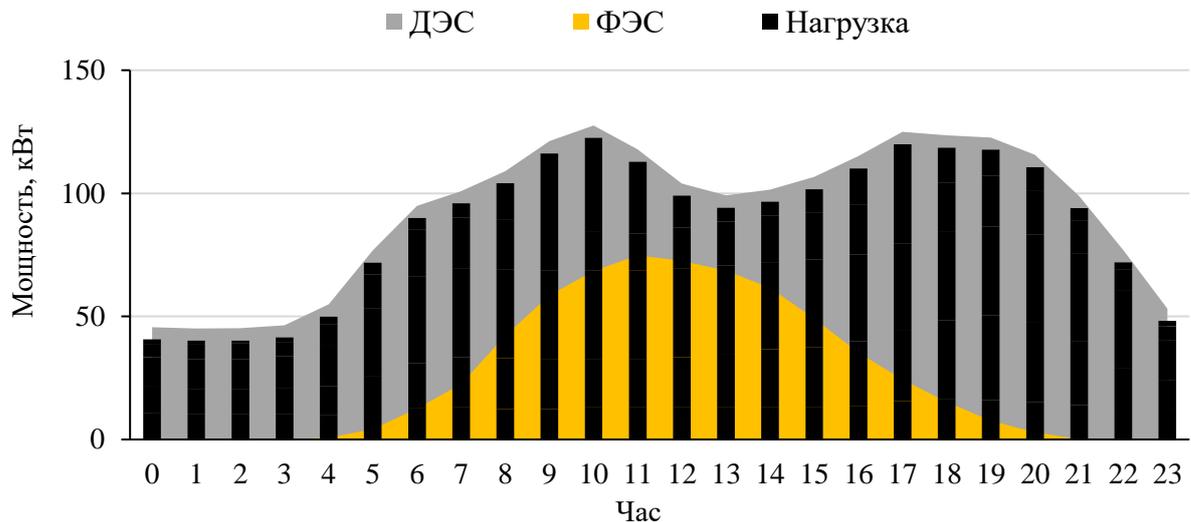


Рисунок 1.5 – Мощность генерации ФЭС, ДЭС и мощность электрической нагрузки комплекса №1

Очевидно, что небольшая относительно мощности нагрузки установленная мощность ФЭС не позволяет в полной мере реализовать потенциал экономии ДТ на объекте. Увеличение установленной мощности ФЭС в рассмотренной системе рано или поздно приведёт к появлению в определённые интервалы суток избытков энергии. На рисунке 1.6 показан баланс активной мощности в гибридном комплексе с высокой долей замещения ДТ, состоящем из ФЭС и ДЭС, при увеличении установленной мощности ФЭС и сохранении нагрузки на прежнем уровне (комплекс №2).

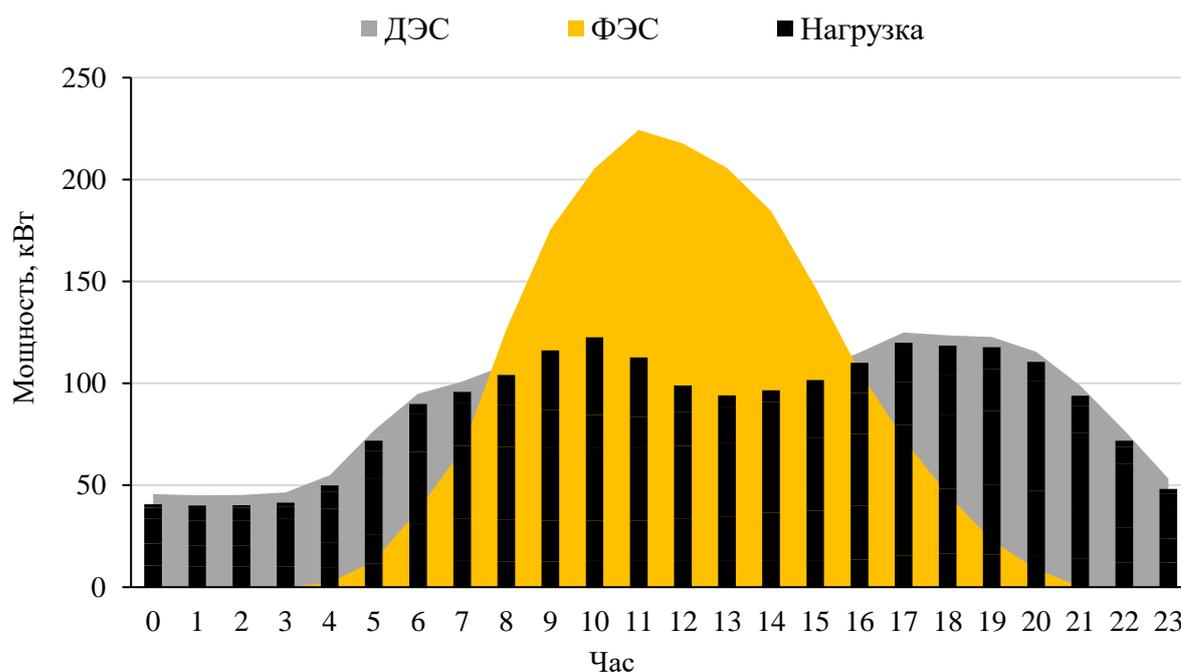


Рисунок 1.6 – Мощность генерации ФЭС, ДЭС и мощность электрической нагрузки комплекса №2

Не касаясь вопросов оптимальности состава оборудования в этом условном примере (комплекс №2 вполне может быть оптимальным для заданной конфигурации ФЭС+ДЭС в конкретных условиях – т.е. демонстрировать достижение выбранной целевой функцией глобального экстремума), можно однозначно сказать, что экономия ДТ в комплексе №2 выше, чем в комплексе №1. Однако в комплексе №2 в часы пиковой производительности выдача мощности ФЭС превышает мощность электрической нагрузки даже при отключенной ДЭС, в связи с чем избыточная энергия должна быть максимально полезно использована, или, в противном случае, уменьшена выработка ФЭС.

Возможные сценарии при возникновении избыточной энергии от ВИЭ в автономном ЭТК показаны на рисунке 1.7.

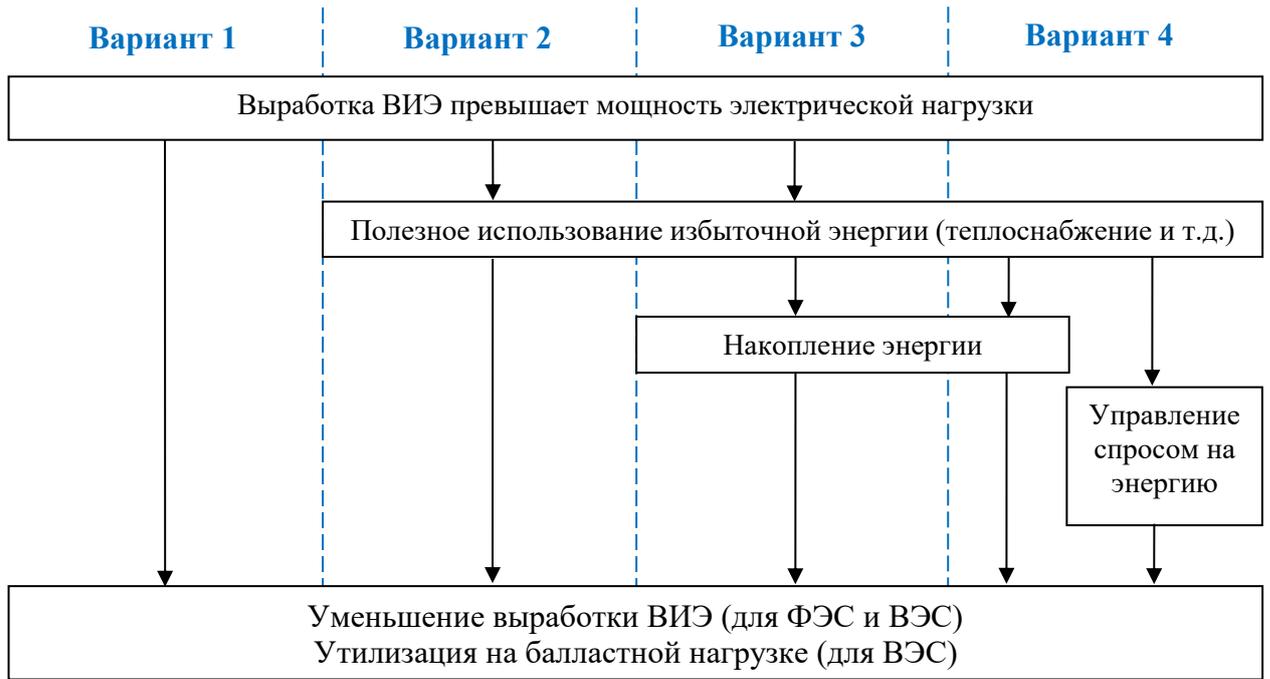


Рисунок 1.7 – Сценарии при возникновении избыточной энергии в автономном ЭТК с ВИЭ

Наиболее простым вариантом является вариант 1, согласно которому при возникновении в энергобалансе бросовой энергии уменьшается мощность генерации ВИЭ (для ФЭС путём уменьшения опорного постоянного напряжения в инверторах, для ВЭС – выводом из-под ветра и другими аэродинамическими способами), или избыточная энергия рассеивается на балластной нагрузке. Эти действия связаны с уменьшением КИУМ ВИЭ и не являются предпочтительными.

В соответствии с вариантом 2, возникающая избыточная энергия используется в требуемых объёмах для целей горячего водоснабжения и теплоснабжения, например – с помощью проточных водонагревателей, и лишь затем, при невозможности её полного использования, производят уменьшение мощности генерации ВИЭ или утилизацию избыточной энергии. Наибольшее распространение в России в настоящее время получает 2 вариант, поскольку он относительно прост в реализации и позволяет улучшить экономические показатели автономного ЭТК с ВИЭ. Недостатком варианта 2 является непостоянная потребность промышленных предприятий и населённых пунктов в том количестве тепла, которое может быть произведено за счёт избыточной энергии ВИЭ, и, таким образом, полностью проблема не решается.

Вариант 3 предполагает, помимо максимально возможного полезного использования избыточной электроэнергии от ВИЭ, хранение энергии в накопителях. В автономных ЭТК, как правило, используются электрохимические аккумуляторы, объединяемые в СНЭ. В России гибридные энергосистемы с ВИЭ и СНЭ не получают большого распространения в силу различных причин: высоких капитальных затрат, сурового климата большинства изолированных энергосистем, объясняющего высокие эксплуатационные затраты и снижение надёжности и т.д.

Наиболее технологичным является вариант 4, в соответствии с которым при возникновении избыточной энергии от ВИЭ может применяться не только её накопление в СНЭ, но могут задействоваться механизмы управления спросом на электроэнергию [55]. Управление спросом (или управление электрической нагрузкой) предполагает, что потребителей энергии мотивируют изменять свой график нагрузки в зависимости от ситуации в энергосистеме [53, 64]. Так, при избыточной мощности от ВИЭ поставщик электроэнергии может мотивировать предприятия и население увеличить электропотребление, а в случае работы ДЭС – уменьшить его.

Следует отметить, что среди вопросов оптимизации режимов работы изолированных энергосистем управление спросом на электроэнергию выделяется опциональностью применения: вопросы применения данной технологии, в отличие от других, не требуют обязательного рассмотрения при проектировании ЭТК, что показано на рисунке 1.8. Однако целесообразно рассматривать управление спросом как действенный инструмент повышения энергоэффективности, надёжности и экологичности функционирования автономных ЭТК [99].



Рисунок 1.8 – Некоторые вопросы обоснования режимов работы автономного ЭТК с ДЭС, ВИЭ и СНЭ

Таким образом, оценку эффективности различных алгоритмов управления системой невозможно осуществить без привязки к конкретному составу генерирующего комплекса. Ключевым этапом оценки целесообразности применения управления спросом на электроэнергию является преобразование графика электрической нагрузки. Однако для расчёта технических, экономических и иных показателей при интеграции технологии необходимо задаться определённым составом источников генерации. Безусловно, технология может быть внедрена без изменения структуры генерации, однако, учитывая повышенную привлекательность развёртывания интеллектуальных алгоритмов электроснабжения в ЭТК, подвергающихся реконструкции или создаваемых впервые, оценка возможностей управления спросом должна производиться в связке с оптимизацией состава источников генерации.

Другим аргументом взаимосвязи вопросов оптимизации состава источников энергии и режимов работы в автономных ЭТК является тот факт, что изменение предполагаемых режимов работы системы влечёт за собой изменение результата оптимизации состава оборудования [59, 110].

Таким образом, можно сделать однозначный вывод о том, что вопросы оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии и вопросы оптимизации режимов работы автономного ЭТК тесно связаны друг с другом и должны решаться комплексно.

Исходя из вышесказанного, комплексный подход к оптимизации состава и режимов работы автономного ЭТК с ВИЭ и активными потребителями электроэнергии может быть представлен в виде алгоритма, показанного на рисунке 1.9.



Рисунок 1.9 – Алгоритм комплексного обоснования состава и режимов работы автономного ЭТК с ВИЭ и активными потребителями электроэнергии

Таким образом, для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Анализ факторов, влияющих на технические, экономические и экологические показатели работы автономных ЭТК, а также способов оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии в таких комплексах. Анализ современного состояния технологий управления электрической нагрузкой.

2. Математическое и имитационное моделирование автономного ЭТК в различных режимах работы. Создание комплексной методики оптимизации

состава источников и накопителей электроэнергии автономного ЭТК, а также создание программного комплекса для её численной реализации.

3. Разработка алгоритма управления электрической нагрузкой и проведение экспериментальных исследований, подтверждающих его работоспособность и возможность технической реализации.

4. Разработка алгоритма управления ДГУ и накопителями электроэнергии в автономных ЭТК с ВИЭ.

1.5 Выводы к главе 1

1. Проанализированы преимущества и недостатки использования ДЭС в изолированных системах электроснабжения.

2. Проанализированы особенности использования ВИЭ в автономных ЭТК, текущий уровень локализации станций на базе ВИЭ, а также состояние возобновляемой энергетики изолированных энергосистем России.

3. Показана взаимосвязь вопросов оптимизации состава локальных источников генерации и режимов работы автономных ЭТК, включая технологию управления спросом на электроэнергию.

4. Определены цель, идея, задачи и новизна диссертационного исследования, его теоретическая и практическая значимость, а также положения, выносимые на защиту.

ГЛАВА 2 ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВА ИСТОЧНИКОВ И НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ

Параметрическая оптимизация, т.е. нахождение параметров, при которых обеспечивается максимальная эффективность функционирования системы, является универсальной математической задачей, имеющей практическую значимость во многих сферах научно-технического развития. Одним из основных вопросов, определяющих технико-экономическую эффективность автономных ЭТК, является выбор оптимального состава основного оборудования. В данной работе оптимизационная задача решается для определения следующих параметров:

- установленная мощность ФЭС;
- установленная мощность ВЭС;
- количество и установленная мощность ДГУ;
- количество накопителей электроэнергии.

Структурная схема рассматриваемого автономного гибридного ЭТК показана на рисунке 2.1.

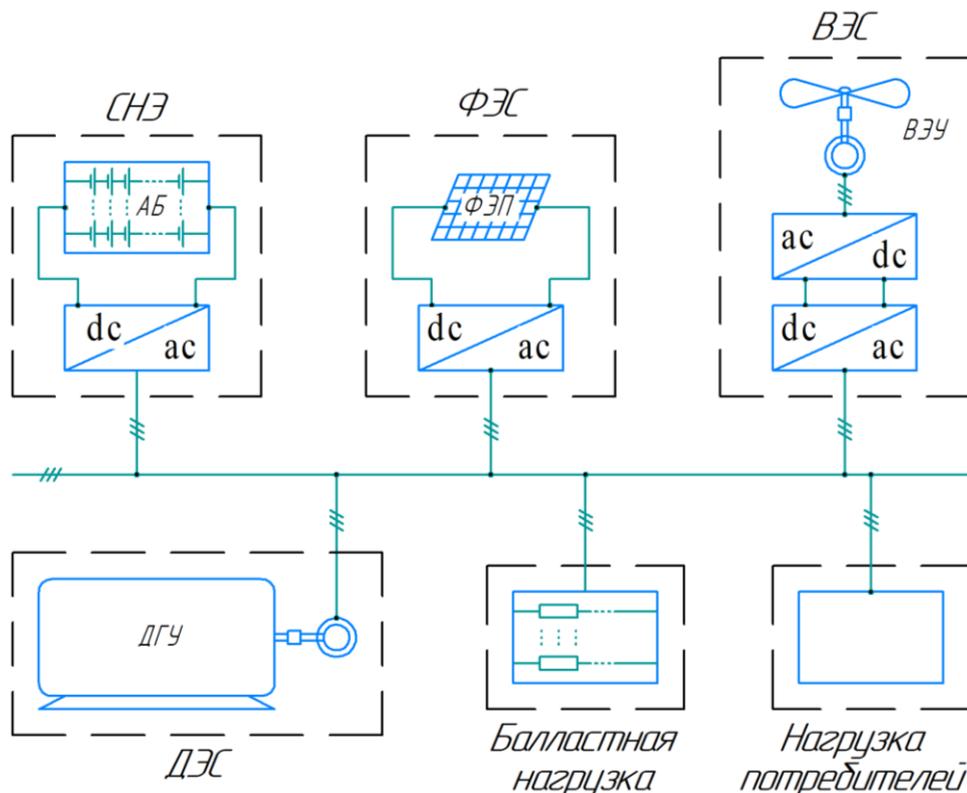


Рисунок 2.1 – Структурная схема рассматриваемого автономного гибридного ЭТК

Выбор оптимального состава источников и накопителей электроэнергии автономного ЭТК представляет собой задачу нелинейного программирования [63]. Математически задачу оптимизации можно описать выражением (1):

$$\text{Minimize } \{f_1(\vec{X}), f_2(\vec{X}), \dots, f_k(\vec{X})\}, \quad (1)$$

где $f_i(\vec{X})$ – целевая функция, $i \in [1; k]$, \vec{X} – вектор решения, $\vec{X} = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, n – число оптимизируемых параметров ЭТК, а также неравенствами (2), характеризующими наложенные ограничения:

$$g_1(\vec{X}) \leq A; \quad g_2(\vec{X}) \leq B; \quad \dots ; \quad g_m(\vec{X}) \leq C, \quad (2)$$

где $g_i(\vec{X})$ – ограничение, заданное в виде неравенства, $i \in [1; m]$, m – число ограничений.

На практике, как правило, одни показатели, выступающие в качестве целевых функций, можно улучшить только с ухудшением других. В связи с этим многокритериальная оптимизация в общем случае представляет собой трудную задачу, поскольку даже при двух противоречащих друг другу критериях выбор оптимального варианта требует экспертной оценки и зачастую не очевиден. В соответствии с теорией принятия решений в таких случаях может быть выбран главный критерий, в то время как другие либо задаются в виде ограничений, либо получают свои весовые коэффициенты и приводятся к одному обобщённому критерию [26]. Таким образом, в данном исследовании рассматривается однокритериальная оптимизация с ограничениями.

2.1 Подходы к параметрической оптимизации состава источников энергии и накопителей

2.1.1 Критерии оптимизации

Ключевые критерии оптимизации состава источников генерации и накопителей электроэнергии в ЭТК можно разделить на четыре группы – экономические, технические, экологические и социальные [67, 109]. В таблице 2.1 представлены некоторые критерии оптимизации.

Таблица 2.1 – Некоторые критерии оптимизации состава ЭТК

Группа критериев	Наименование критерия и его обозначение	
Экономические	Капитальные затраты	CAPEX
	Чистая приведённая стоимость	NPC
	Срок окупаемости	PB
	Стоимость жизненного цикла	LCC
	Нормированная себестоимость электроэнергии	LCOE
Технические	Вероятность потери питания	LPSP
	Величина непокрытой мощности	–
Экологические	Выбросы загрязняющих веществ	–
Социальные	Количество созданных рабочих мест	–

Экономические показатели являются одними из самых важных оцениваемых параметров ЭТК и, как правило, именно они выступают в качестве критериев оптимизации. Среди ключевых технических показателей большую часть занимают критерии, характеризующие надёжность электроснабжения. В связи с этим данную группу критериев иногда называют показателями надёжности [67].

При применении предложенной методики в диссертационной работе определяются следующие показатели. *Чистая приведённая стоимость (NPC)* – это общие дисконтированные затраты на инвестиции, обслуживание, эксплуатацию и замену оборудования в течение всего срока службы системы. *Нормированная себестоимость электроэнергии (LCOE)* – это отношение затрат к суммарному значению электроэнергии, потребленной нагрузкой. *Срок окупаемости (PB)* – это срок, за который NPC базового и рассматриваемого вариантов становятся равными.

2.1.2 Методы оптимизации

В настоящее время известно большое количество методов оптимизации ЭТК, которые можно разделить на классические и эвристические [67, 113].

Среди классических методов оптимизации выделяют группу итерационных методов, одним из которых является метод Гаусса-Зейделя, известный также как метод покоординатного спуска, применённый в данном исследовании. Его суть заключается в поочередной настройке каждого оптимизируемого параметра, при которой остальные параметры не изменяются. Однократная настройка всех

параметров называется итерацией. Для поиска минимума целевой функции требуется повторять итерации до тех пор, пока в результате настройки каждого оптимизируемого параметра его текущее оптимальное значение не перестанет изменяться.

Достоинством данного способа является простота его реализации и хорошая интерпретируемость результатов, т.к. в процессе оптимизации методом покоординатного спуска можно отследить различные закономерности изменения показателей работы ЭТК, в отличие, от, например, многих эвристических методов. Недостатком метода является опасность попадания в локальные экстремумы, в связи с чем применение метода для оптимизации сильно негладких функций должно ограничиваться, а в общем случае требуется проверка оптимальности в окрестностях найденного решения.

Следует отметить, что наряду с классическими методами оптимизации состава и режимов работы ЭТК получили распространение эвристические методы. Так, два наиболее широко используемых в практике проектирования ЭТК коммерческих программных комплекса – HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) и iHOGA (*improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms*) построены на основе генетического алгоритма – эвристического метода оптимизации. Анализ особенностей применения данных программных продуктов подробно описан в работе [21]. Ключевым недостатком данных и некоторых других методов оптимизации состава оборудования ЭТК, важным в контексте данной диссертационной работы, является невозможность внесения изменений в предопределённые алгоритмы управления источниками и накопителями электроэнергии, а также недостаточная интерпретируемость результатов решения оптимизационной задачи.

2.1.3 Подходы к описанию электрической нагрузки

При решении задачи оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии одним из определяющих факторов является электрическая нагрузка потребителей.

Часто в качестве исходных данных об электрической нагрузке при оптимизации состава ЭТК выступают усреднённые на часовых интервалах графики электрической нагрузки для каждого месяца года [24]. Такой подход допустим, однако предпочтительнее использовать фактически измеренные (с часовой или меньшей дискретизацией) данные об изменении активной мощности, т.к. такие временные ряды содержат гораздо больше ценной информации о скорости изменения электрической нагрузки, пиковых выбросах и т.д. [110]. При наличии такой базы данных для рассматриваемого объекта временной ряд может быть статистически обработан (осуществлена декомпозиция на составляющие), после чего становится возможным создание статистической модели, с помощью которой создаются синтетический прогнозный график электрической нагрузки на весь жизненный цикл ЭТК. Ещё одним преимуществом такого подхода является возможность учёта тренда, который для электропотребления зачастую является возрастающим.

2.1.4 Подходы к описанию энергетического потенциала солнечной и ветровой энергии

Другим важным фактором, определяющим состав источников и накопителей электроэнергии в ЭТК с ФЭС или ВЭС, является потенциал солнечной и ветровой энергии в месте расположения комплекса.

Основным параметром, характеризующим потенциал солнечной энергии, является мощность солнечной радиации. Следует отметить, что в задаче оптимизации параметров ФЭС предпочтительно использовать почасовые значения инсоляции вместо усредненных за месяц значений, т.к. учёт почасовой динамики метеопараметра существенно влияет на технико-экономические показатели ЭТК. В данном исследовании используются почасовые значения солнечной инсоляции, которые могут быть найдены в метеорологических базах данных, например, [108]. Другим подходом является моделирование почасовых значений на основе усреднённых за месяц значений солнечной радиации. Один из вариантов реализации данного подхода был предложен в работе [73] и используется, в частности, в программном комплексе iNOGA.

Определение потенциала энергии ветра представляет собой более трудную задачу, чем в случае с солнечной энергией. Это обусловлено следующими причинами:

- отсутствие ярко выраженных циклов скорости ветра;
- необходимость оценки метеопараметра на различных высотах, т.е. оценка потенциала ВИЭ в трёх координатах пространства;
- зависимость скорости ветра от большого числа различных факторов (температуры, давления, шероховатости рельефа и т.д.);
- значительная изменчивость скорости ветра даже при рассмотрении малых интервалов времени.

Основным параметром, характеризующим ветропотенциал, является скорость ветра. Необходимость определения скорости ветра на различных высотах связана с возникновением больших погрешностей, достигающих 20% и более [34]. С целью повышения достоверности оценки ветроэнергетического потенциала обязательным этапом проектирования ВЭС считается проведение измерений скорости и направления ветра на трёх и более уровнях продолжительностью не менее одного года [34, 38].

Учёт суточного хода скорости ветра приводит к уменьшению погрешности определения ветропотенциала. Вместе с тем, при использовании средних значений, например – многолетних значений среднемесячных скоростей ветра, рекомендуется использовать дополнительные параметры, например – функцию распределения скорости ветра по градациям [34].

2.2 Математическая модель электротехнического комплекса

Энергетический баланс при оптимизации оборудования рассматриваемого гибридного ЭТК определяется по формуле (3):

$$P_{\text{ФЭС}} + P_{\text{ВЭС}} + P_{\text{СНЭ}} - P_{\text{Н}} = 0, \quad (3)$$

где $P_{\text{ФЭС}}$, $P_{\text{ВЭС}}$, $P_{\text{СНЭ}}$, $P_{\text{Н}}$ вырабатываемая мощность ФЭС, ВЭС, мощность генерации / потребления СНЭ, мощность электрической нагрузки соответственно.

2.2.1 Дизельная электростанция

В предлагаемой методике осуществляется поиск оптимального числа ДГУ и установленных мощностей агрегатов.

При решении задач оптимизации состава оборудования ДЭС обычно пользуются эмпирическими формулами, связывающими расход топлива, номинальную мощность и коэффициент загрузки ДГУ. Зависимость расхода ДТ от мощности загрузки и номинальной мощности ДГУ может быть выражена формулой (4) [77, 100, 114]:

$$F_{ДГУ}(t) = a_1 \cdot P_{Н ДГУ} + a_2 \cdot P_{ДГУ}(t), \quad (4)$$

где $F_{ДГУ}(t)$ – потребление ДТ ДГУ за интервал времени t , л/ч; $P_{Н ДГУ}$ – номинальная мощность ДГУ, кВт; $P_{ДГУ}(t)$ – текущая мощность нагрузки ДГУ кВт; a_1 и a_2 – эмпирические коэффициенты, л/кВт·ч. Так, для ДГУ номинальной мощностью более 20 кВт в работе [114] предлагается использовать коэффициенты $a_1=0,0184$ л/кВт·ч и $a_2=0,2088$ л/кВт·ч.

Как правило, производители в спецификациях указывают расход топлива, выраженный в л/ч, определённый для нагрузки 50, 75 и 100%. Для оценки экономичности и выбора наиболее эффективных режимов работы ДГУ эти данные полезно представить в виде удельного расхода топлива, вычисляемого по формуле (5):

$$F_{ДГУ,уд} = \frac{F_{ДГУ}(t)}{P_{ДГУ}(t)} \quad (5)$$

На рисунке 2.2 при нагрузке ДГУ 50, 75 и 100% показаны характеристики расхода топлива (л/ч) и удельного расхода топлива (г/кВт·ч) двух агрегатов – Cummins AGG C275D5 200 кВт и Volvo Penta TAD734GE 202 кВт, и те же характеристики для ДГУ мощностью 200 кВт, полученные по формуле (4) с коэффициентами согласно [114].

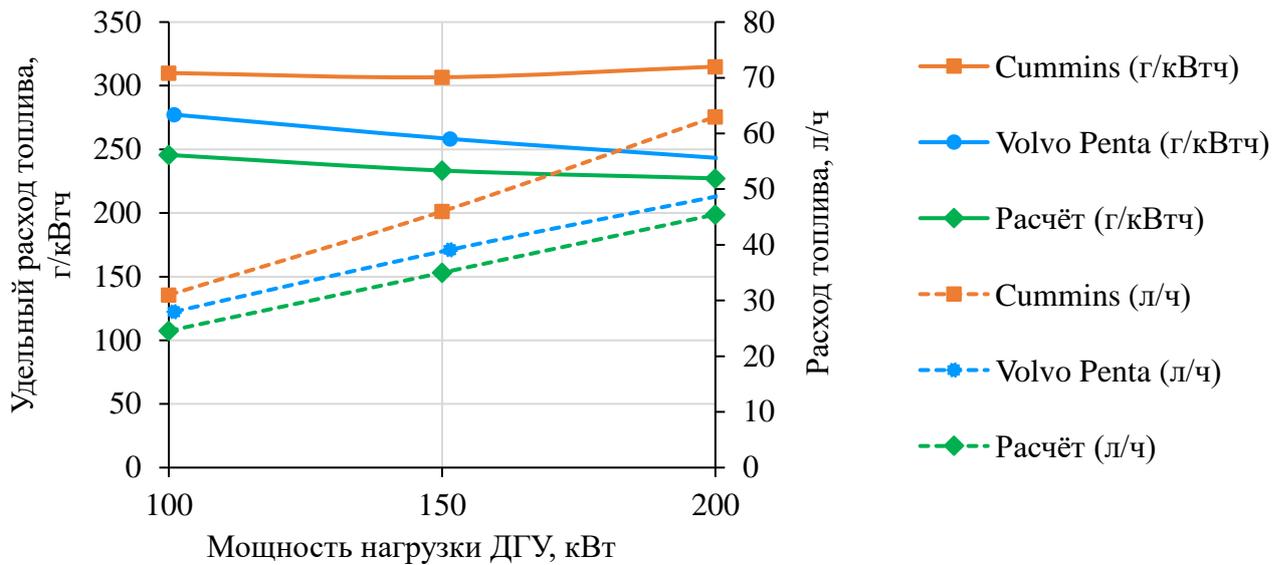


Рисунок 2.2 – Расход топлива и удельный расход топлива на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии ДГУ Cummins, ДГУ Volvo Penta (спецификации производителей) и ДГУ аналогичной мощности (расчёт по формуле (4))

Анализ расходных характеристик ДГУ различных производителей показывает, что ДГУ имеют наименьший удельный расход топлива либо при коэффициенте загрузки около 75% (рисунок 2.2, ДГУ Cummins), либо при коэффициенте загрузки 100% (монотонно убывающая характеристика, рисунок 2.2, ДГУ Volvo Penta). Кроме того, анализ ДГУ других типоразмеров показал, что вид зависимости удельного расхода от коэффициента загрузки ДГУ может отличаться даже для ДГУ одного модельного ряда производителя. Расходные характеристики некоторых ДГУ Ярославского моторного завода (ЯМЗ) и Volvo Penta приведены в приложении В. Таким образом, можно сделать вывод о том, что учёт коэффициента загрузки ДГУ при определении потребления ДТ представляет собой непростую задачу ввиду существенных отличий расходных характеристик различных ДГУ.

В связи с этим, для оптимизации состава оборудования ДЭС по разработанной методике предлагается сначала осуществить анализ рынка ДГУ и выбор доступных моделей, а затем – найти эмпирические коэффициенты формулы (4), обеспечивающие минимальную погрешность определения расхода топлива по номинальной мощности и текущей нагрузке ДГУ для рассматриваемого

модельного ряда производителя. Практика показывает, что в автономных ЭТК целесообразно использовать ДГУ одного производителя, что существенно упрощает эксплуатацию агрегатов.

В таблице 2.2 приведены основные технико-экономические показатели ДГУ с двигателями ЯМЗ [14, 35]. Все ДГУ открытого исполнения, выполненные по 2-й степени автоматизации.

Таблица 2.2 – Техничко-экономические характеристики ДГУ серии АД с двигателями ЯМЗ

P _{ном} кВт	Двигатель	Модель	Цена, тыс. руб.	Расход топлива (л/ч) при нагрузке, %		
				50	75	100
60	ЯМЗ	АД-60-Т400	984	9,3	11,6	16,3
100	ЯМЗ	АД-100-Т400	935	16,8	24,1	31,4
200	ЯМЗ	АД-200-Т400	1362	29,3	42,6	56,1
240	ЯМЗ	АД-240-Т400	1451	34,8	50,7	66,9
320	ЯМЗ	АД-320-Т400	2770	45,9	66,9	88,2
400	ЯМЗ	АД-400-Т400	2940	55,6	81,6	108,1

В приложении Г приведен код программы и результаты определения коэффициентов a_1 и a_2 , входящих в формулу (2), для ДГУ ЯМЗ. Программа, написанная на языке пакета математического программирования GAMS, осуществляет поиск коэффициентов с помощью метода наименьших квадратов, минимизируя разницу между квадратами паспортного расхода и расхода, вычисляемого по аппроксимирующей формуле. В результате получено, что для ДГУ ЯМЗ, выпускаемых в типоразмере от 60 до 400 кВт, зависимость расхода топлива от номинальной мощности и текущей нагрузки ДГУ может быть представлена в виде формулы (6):

$$F_{\text{ДГУ ЯМЗ}}(t) = 0,0101 \cdot P_{\text{н ДГУ ЯМЗ}} + 0,2654 \cdot P_{\text{ДГУ ЯМЗ}}(t), \quad (6)$$

Таким образом, относительно ДЭС в разработанной методике приняты следующие положения:

1) Ресурс ДГУ до очередного капитального ремонта принят равным 25 000 моточасов.

2) Стоимость технического обслуживания определяется по удельному расходу масла, принятому равным 0,5 г/кВт·ч по спецификациям производителей (в другом варианте может использоваться ресурс до технического обслуживания, составляющий, как правило, от 250 до 500 моточасов).

3) Стоимость капитального ремонта принята равной 10% стоимости новой ДГУ.

4) Капитальные затраты на ДГУ задаются в виде квадратичной функции установленной мощности, полученной на основе анализа розничных цен на ДГУ [14, 35].

5) Затраты на сооружение здания ДЭС, прилегающей территории, склада ГСМ и т.д. не учитываются. Зависимость данных параметров от количества и установленной мощности ДГУ имеет слабовыраженный характер, в то время как добавляются другие факторы, сильно зависящие от района расположения ДЭС (свойства грунта, температуры воздуха, транспортная доступность). Отметим, что при модернизации существующих комплексов данные затраты могут практически отсутствовать.

6) Каждый цикл пуска-останова ДГУ приводит к дополнительному расходу ресурса ДГУ на 5 моточасов [34].

2.2.2 Ветряная электростанция

В предлагаемой методике осуществляется поиск оптимального числа ВЭУ выбранного типа. К расчёту может быть принято несколько типов ВЭУ, в этом случае расчёт проводится для каждого из них. Данная необходимость обусловлена тем, что выведение зависимости выдачи мощности ВЭУ в сеть на разных высотах расположения ветроколеса и при разных номинальных параметрах ВЭУ нецелесообразно: кроме высокой сложности полученных отношений, данная зависимость будет иметь значительные погрешности, связанные, прежде всего, с пересчётом скорости ветра на разных высотах.

Мощность выработки ВЭС вычисляется по формуле (7) [106]:

$$P_{ВЭС} = \begin{cases} 0 & V < V_{вкл} \\ m_{ВЭУ} \cdot \eta_{ВЭУ} \cdot P_{н ВЭУ} \left(\frac{V^3 - V_{вкл}^3}{V_{ном}^3 - V_{вкл}^3} \right) & V_{вкл} < V < V_{ном} \\ m_{ВЭУ} \cdot \eta_{ВЭУ} \cdot P_{н ВЭУ} & V_{ном} < V < V_{откл} \\ 0 & V > V_{откл}, \end{cases} \quad (7)$$

где $m_{ВЭУ}$ – количество ВЭУ; V – фактическая скорость ветра на высоте мачты, м/с; $V_{вкл}$ – начальная скорость ветра (включение ВЭУ), м/с; $V_{откл}$ – предельная скорость ветра (отключение ВЭУ), м/с; $V_{ном}$ – номинальная скорость ветра, м/с; $P_{н ВЭУ}$ – номинальная мощность ВЭУ, кВт; $\eta_{ВЭУ}$ – электрический КПД ВЭУ, принятый равным 0,9.

В таблице 2.3 приведены основные используемые в расчёте технико-экономические показатели некоторых ВЭУ.

Таблица 2.3 – Основные характеристики рассматриваемых ВЭУ

Модель ВЭУ	Мощность ном., кВт	Высота башни, м	Скорость, м/с			Стоимость, тыс. руб.	Стоимость уд., тыс. руб./кВт
			вкл	ном	откл		
Vestas V25	200	30	3,5	13	50	13 000	65
Vestas V47	660	65	4	15	50	39 800	60,3
Vestas V66	1650	до 80	4	15	50	83 000	50,3

Относительно ВЭС в разработанной методике приняты следующие положения:

- 1) Электрический КПД ВЭУ принимается неизменным во всём диапазоне мощности генерации;
- 2) Срок эксплуатации ВЭС принят равным 25 годам.

2.2.3 Фотоэлектрическая станция

В предлагаемой методике осуществляется поиск оптимального числа ФЭП. Тип и модель ФЭП, как правило, определяется перед оптимизационным расчётом на основе оценки технико-экономических параметров, представленных в каталогах производителей [106].

Мощность выработки ФЭС определяется по формуле (8) [100, 106]:

$$P_{PV} = m_{PV} \cdot A_{PV} \cdot G_t \cdot \eta_{PV} \cdot (1 - P_H), \quad (8)$$

где m_{PV} – количество ФЭП; A_{PV} – площадь ФЭП, м²; G_t – суммарная солнечная радиация, Вт/м²; η_{PV} – КПД ФЭП, %, P_H – коэффициент снижения выработки ФЭП в результате нагрева, %.

Необходимо учитывать снижение выработки ФЭС в результате нагрева ФЭП. Температура ФЭП определяется по формуле (9) [75]:

$$T_{PV} = T_{amb} + 0,0256 \cdot G_t, \quad (9)$$

где T_{amb} – температура окружающей среды, °С.

Снижение выработки ФЭП в результате нагрева характеризуется коэффициентом, определяемым по формуле (10):

$$P_H = K_T \cdot (T_{PV} - 25) \cdot f_1, \quad (10)$$

где K_T – температурный коэффициент снижения максимальной мощности ФЭП, %/°С; f_1 – бинарная переменная, $f_1 = 0$ при $T_{PV} \leq 25$, $f_1 = 1$ при $T_{PV} > 25$.

Основные используемые в расчёте технико-экономические показатели некоторых ФЭП крупнейшего российского производителя “Nevel” представлены в таблице 2.4. В настоящее время компанией освоено несколько технологий производства, например, рассматриваемые HVL-330/НJT – односторонние гетероструктурные модули, HVL-395/НJT – двусторонние гетероструктурные модули, HVL-125/О – микроморфные модули.

Таблица 2.4 – Основные характеристики наиболее энергоэффективных ФЭП различных типов компании “Nevel”

Модель ФЭП	Мощность ном., Вт	Цена, тыс. руб.	Габариты, м	КПД, %	K_T , %/°С
HVL-330/НJT	330	15,19	1,671x1,002	19,70	0,285
HVL-395/НJT	395	18,49	1,996x1,002	19,75	0,285
HVL-125/О	125	4,625	1,300x1,100	8,74	0,29

При моделировании ФЭС в разработанной методике приняты следующие положения:

1) ФЭП без системы слежения за Солнцем, зафиксированы по азимуту и углу места в положении, обеспечивающим в локации с заданной широтой максимальный КИУМ (может быть взят из базы данных, например [108], или определён по известным методикам).

2) Определение площади ФЭП при расчёте выработки ФЭС осуществляется с помощью линейных размеров, указанных производителем, а размеры рамок считаются пренебрежительно малыми.

3) Срок эксплуатации ФЭС принят равным 25 годам.

2.2.4 Система накопления энергии

В предлагаемой методике осуществляется поиск оптимального числа аккумуляторных батарей (АБ) выбранного типа.

Основными техническими параметрами АБ являются ёмкость, напряжение, допустимая глубина разряда, номинальные и максимальные токи заряда и разряда, срок службы или число циклов заряда-разряда. В таблице 2.5 показаны технические характеристики некоторых АБ.

Таблица 2.5 – Технические характеристики электрохимических АБ различных типов

Параметр	Аккумуляторная батарея				
	Лиотех	FIAMM	FIAMM	НПО ССК	Exide
Производитель	Лиотех	FIAMM	FIAMM	НПО ССК	Exide
Модель	LFP270	SoNick 48TL160H	12SMG13 0	6-GP-180	PC12/180 FT
Тип	Литий- ионный	Никель- солевой	Свинцово-кислотный		
Паспортные данные					
Ёмкость (при токе разряда $C_{...}$), А·ч	270 (C_5)	160 (C_4)	130 (C_{10})	180 (C_{10})	165 (C_{10})
Напряжение, В	3,2	48	12	12	12
Глубина разряда, %	70	80	60	60	60
Число циклов	3000	4500	1600	Нет данных	1600
Вес, кг	10	105	54	63	58

Продолжение таблицы 2.5

Рекомендуемый температурный диапазон, °С	0..+50 (З) –40..50 (Р)	–25..+60	+10..+30	Нет данных	+10..+30
Цена, тыс. руб.	27,0	990,0	72,5	31,4	69,1
Рассчитанные характеристики					
Максимальная энергоёмкость, кВт·ч	0,9	7,7	1,6	2,2	2,0
Мощность разряда номинальная, кВт	0,173	1,920	0,156	0,216	0,198
Удельная стоимость АБ, тыс.руб./кВт·ч	30,0	128,6	45,3	14,3	34,6

Поскольку центральным уравнением методики оптимизации состава оборудования является уравнение энергетического баланса, то удобно такие показатели, как ёмкость, скорость разряда и заряда представить в виде энергетических характеристик. Ёмкость (А·ч) может быть пересчитана в энергоёмкость (кВт·ч), а токи разряда и заряда (А) – в мощность разряда и заряда (кВт). Рассчитанные энергетические характеристики, а также удельная стоимость рассматриваемых аккумуляторов также представлены в таблице 2.5.

Следует отметить, что в ряде случаев ещё до оптимизационного расчёта анализ современного рынка накопителей энергии позволяет выбрать оптимальный тип используемых батарей. Однако в общем случае рекомендуется произвести оптимизационный расчёт с несколькими видами аккумуляторов.

На рисунке 2.3 показана взаимосвязь исходных и вводимых параметров, связанных с моделированием АБ.

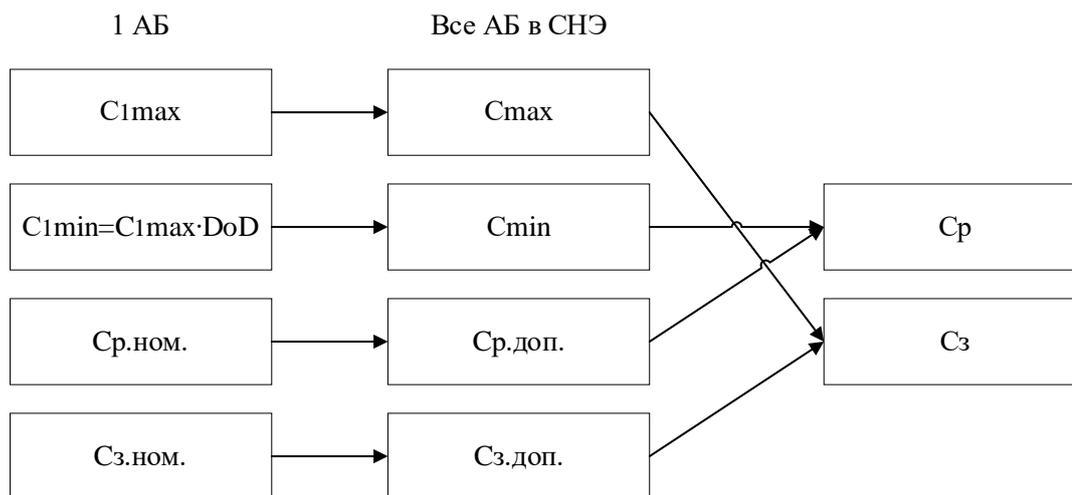


Рисунок 2.3 – Взаимосвязь исходных и вводимых параметров АБ

Основными параметрами АБ, используемыми в предлагаемой методике, являются:

- максимальное количество энергии батареи (энергоёмкость) C_{1max} (кВт·ч);
- минимальное количество энергии батареи C_{1min} (кВт·ч), определяемое при максимально допустимой глубине разряда;
- номинальная мощность разряда в час (энергоотдача) $C_{p.ном.}$ (кВт·ч);
- номинальная мощность заряда в час $C_{z.ном.}$ (кВт·ч).

Положим, что АБ будут разряжаться и заряжаться только номинальными токами. Тогда допустимый объём отпускаемой, а также допустимый объём запасаемой АБ электроэнергии в час определяются по формулам (11) и (12) соответственно:

$$C_{p.доп.} = m_b \cdot C_{p.ном.} \quad (11)$$

$$C_{z.доп.} = m_b \cdot C_{z.ном.}, \quad (12)$$

где m_b – количество АБ.

Максимальное количество энергии (энергоёмкость) СНЭ определяется по формуле (13):

$$C_{max} = m_b \cdot C_{1max}. \quad (13)$$

Аналогично минимальное количество энергии СНЭ определяется по формуле (14):

$$C_{\min} = m_b \cdot C_{1\min} = m_b \cdot C_{\max} \cdot DoD, \quad (14)$$

где DoD – максимальная глубина разряда, определяемая производителем, %.

Обозначим запас энергии всех АБ комплекса в начале часового интервала $C_{нач}$, а в конце часового интервала – $C_{кон}$. В зависимости от запаса энергии АБ $C_{нач}$ и разности мощности нагрузки и мощности выработки ВИЭ ($P_H - P_{ФЭС} - P_{ВЭС}$) определяется величина разряда C_p или заряда C_z АБ за интервал. Возможные величины разряда и заряда АБ приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Формулы для определения величины разряда и заряда в часовом интервале

	Формула	Описание
Разряд C_p	0	Глубина разряда максимальна или разряд не требуется
	$C_{нач} - C_{\min}$	Разряд до минимума по ёмкости
	$P_L - P_{PV} - P_W$	Разряд не до минимума по ёмкости
	$C_{p.дон}$	Разряд с максимума до минимума по ёмкости
Заряд C_z	0	АБ заряжена на 100% или заряд невозможен
	$C_{\max} - C_{нач}$	Заряд до 100% ёмкости
	$P_{PV} + P_W - P_L$	Заряд не до 100% ёмкости
	$C_{z.дон}$	Заряд от минимума до максимума по ёмкости

Количество запасённой энергии в конце рассматриваемого часового интервала определяется по формуле (15):

$$C_{кон} = C_{нач} - C_p + C_z. \quad (15)$$

В формуле (15) как минимум один из параметров C_p и C_z равен нулю. Блок-схема вычисления параметра C_p приведена на рисунке 2.4.

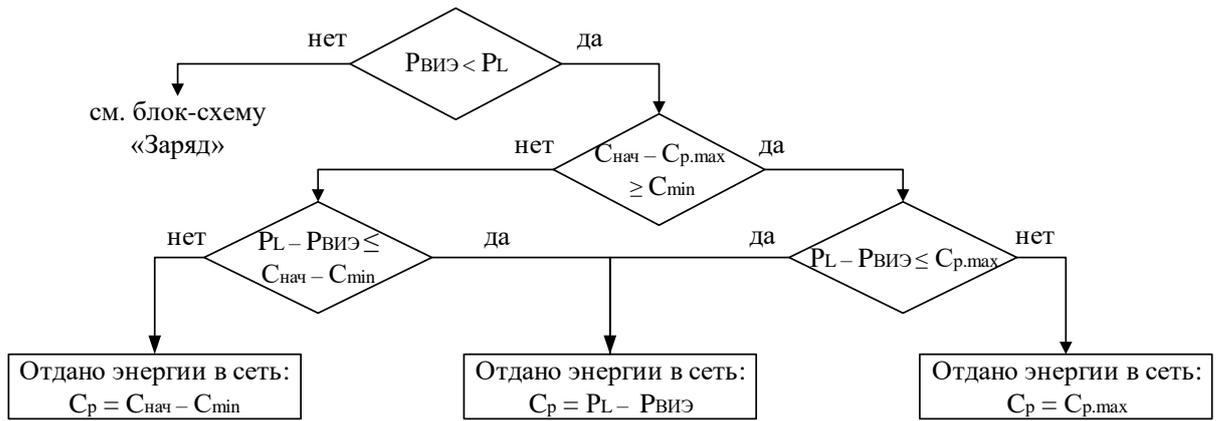


Рисунок 2.4 – Блок-схема вычисления мощности разряда C_p в любой интервал времени

Блок-схема вычисления параметра C_3 приведена на рисунке 2.5.

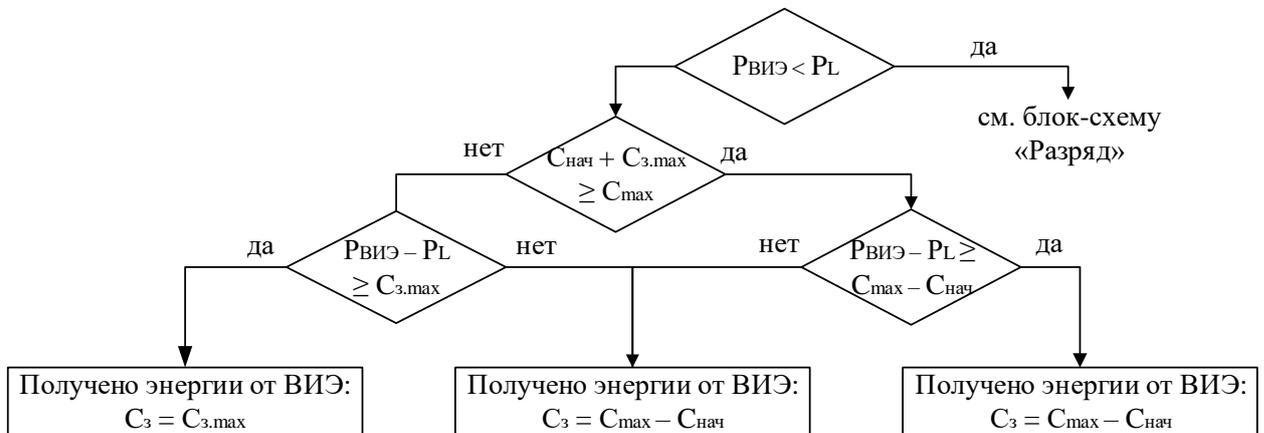


Рисунок 2.5 – Блок-схема вычисления мощности заряда C_3 в любой интервал времени

Запас энергии АБ в начале первого интервала принимается равным C_{\max} . Запас энергии в начале последующих интервалов равен запасу энергии в конце предшествующих интервалов в соответствии с выражением (16):

$$C_{\text{нач}}(t+1) = C_{\text{кон}}(t). \quad (16)$$

При моделировании АБ в разработанной методике приняты следующие положения:

- 1) АБ эксплуатируются при номинальной температуре, указанной в паспортных данных, что позволяет использовать в расчётах заявленную ёмкость.
- 2) Замена АБ осуществляется по достижению установленного числа эквивалентных полных циклов заряда/разряда (метод EFC [76]) или по достижению максимального срока службы (в зависимости от события, случившегося первым).

3) Максимальная глубина разряда не превышает заявленную в технических характеристиках величину.

4) АБ эксплуатируются с номинальной мощностью разрядов и зарядов, что увеличивает точность расчётов (даёт возможность использования величины заявленной ёмкости и заявленной зависимости числа циклов от глубины разрядов), а также повышает надёжность системы.

5) АБ в начальный момент времени считаются полностью заряженными.

6) Саморазряд АБ, составляющий в месяц порядка 2–3% номинальной ёмкости, считается пренебрежимо малым и не учитывается.

2.3 Выбор режимов работы источников электроэнергии

Обоснование рационального состава источников и накопителей в автономном ЭТК предполагает обязательный выбор алгоритмов управления. Необходимо отметить большое разнообразие режимов (стратегий управления), которые представляют собой совокупность алгоритмов функционирования каждой части комплекса (ВИЭ, ДЭС и СНЭ).

2.3.1 Алгоритмы функционирования возобновляемых источников энергии

Алгоритмы функционирования ВЭС и ФЭС, как правило, схожи для автономных ЭТК, включающих ДЭС. С целью снижения затрат на электроснабжение целесообразно использовать максимум возможной энергии, вырабатываемой ВИЭ. При возникновении избытка электроэнергии от ВИЭ даже при отключении работающих на ископаемом топливе энергоустановок, исчерпанию возможностей по накоплению энергии в СНЭ и увеличению мощности потребления за счёт управления спросом на электроэнергию, необходимо уменьшить мощность генерации ВИЭ.

Уменьшение мощности генерации ФЭС достигается отключением части ФЭП от сети или ограничением мощности фотоэлектрического инвертора. В последнем случае уменьшают опорное напряжение постоянного тока преобразователя. Отметим теоретическую возможность укрытия отдельных блоков

ФЭП, что, в отличие от отключения модулей от сети, позволяет не только снизить мощность генерации ФЭС, но и снизить температуру и продлить срок службы ФЭП. Так, существуют исследования, посвящённые ускорению деградации ФЭП, вызванной светом, температурой и влажностью [93, 101]. Однако мероприятия по укрытию ФЭП от солнечного излучения слишком трудозатратны, в то время как достигаемый эффект, с одной стороны, не до конца изучен, а с другой – является долгосрочным.

Уменьшение мощности генерации ВЭС может достигаться частичным или полным выводом колеса ВЭУ из-под ветра, для крупных ВЭУ применяется также вывод из-под ветра отдельных лопастей или концевых частей лопастей. Излишки энергии ВЭС рассеиваются на балластной нагрузке.

2.3.2 Алгоритмы функционирования дизель-генераторных установок

Большую роль при решении задачи оптимизации состава распределённых источников энергии играет стратегия управления ДГУ.

Проблемой оптимального управления работой ДГУ в разное время занимались многие исследователи. В работе [32] предложено осуществлять включение и отключение ДГУ на основе информации, поступающей от блока прогнозирования электрической нагрузки по температуре окружающей среды. В работе [111] рассмотрено функционирование нескольких ДГУ с одинаковой установленной мощностью в составе гибридного комплекса с ВИЭ, при этом при возникновении дефицита мощности предполагается включение в работу очередной ДГУ, при возникновении избытка мощности – отключение очередной ДГУ, а смена работающей ДГУ не требуется, поскольку все ДГУ имеют одинаковую мощность. Вопросы оптимального распределения мощности между несколькими работающими ДГУ освещены в [80], где для этого используется функция Лагранжа. Постоянный пересчёт функции Лагранжа может привести к частым пускам и остановам ДГУ, что приводит к снижению срока службы, в связи с чем может быть использован «жадный» алгоритм, предполагающий максимальное использование уже работающего оборудования [81].

Несмотря на большое число способов управления работой ДГУ, все алгоритмы имеют определённую схожесть, т.к. базируются на уравнении сохранения энергетического баланса системы, имеющем несущественные различия в зависимости от набора источников генерации и накопителей. В целом можно выделить несколько базовых алгоритмов управления ДГУ, практически не имеющих «надстроек» [39, 111], а также несколько усовершенствованных алгоритмов. В данной работе в качестве исходного алгоритма может быть взят способ, представленный в [39], отличающийся от предложенного в [111] тем, что рассматриваются ДГУ различной установленной мощности, при этом переключение ДГУ происходит при достижении мощностью нагрузки величины, при которой удельные расходы топлива до переключения и после него равны.

2.3.3 Алгоритмы функционирования аккумуляторных батарей

Наиболее распространён алгоритм функционирования АБ, при котором разряд АБ осуществляется при недостаточной мощности ВИЭ, а заряд – при превышении мощностью ВИЭ мощности электрической нагрузки. В этом режиме обеспечивается экономия ДТ при умеренном числе циклов заряда-разряда АБ. В данном исследовании в качестве основного принят данный алгоритм функционирования АБ.

Следует отметить, что стратегии управления могут предполагать заряд АБ не только с помощью ВИЭ, но и с помощью других источников, например – ДЭС.

2.4 Экологические и экономические показатели комплекса

2.4.1 Учёт экологического аспекта

В условиях общемирового курса на декарбонизацию в целях решения глобальных климатических проблем находит распространение практика ценового регулирования парниковых газов. В Европе такое регулирование действует с 2005 г., успев зарекомендовать себя в качестве эффективного инструмента достижения целевых показателей выбросов парниковых газов [70].

В связи с тем, что введение ценового регулирования выбросов CO₂ в других странах, стремящихся к постиндустриальной экономике, является лишь вопросом времени, при проектировании ЭТК целесообразно учитывать тариф на CO₂, составляющий от 6 до 30 \$/т [105]. В данной работе плата за выбросы CO₂ принята равной 6 \$/т (450 руб./т).

В разработанной методике расчёт загрязняющих выбросов в атмосферу предлагается оценивать с помощью эмпирического удельного коэффициента выбросов, принятого равным 3,15 кг CO₂/л дизеля [84].

Отметим, что в некоторых исследованиях учитывается углеродный след, оставляемый при производстве самой ДГУ. Так, в работе [77] такие выбросы оцениваются на уровне 215 кг CO₂/кВА установленной мощности ДГУ. Несмотря на то, что пересчёт этого удельного значения в выбросы при производстве всех агрегатов ДЭС может составлять значительную долю выбросов в рамках одного года (порядка 10–30%), в масштабах всего жизненного цикла ДЭС эта величина составляет несколько процентов. На текущем уровне экологического законодательства России и ведущих мировых держав, а также на текущем уровне развития технологий улавливания и захоронения углерода, этот показатель может не учитываться.

2.4.2 Экономические показатели

Капитальные затраты на сооружение ЭТК определяются по следующей формуле (17):

$$CAPEX = Cap_{ДЭС} + Cap_{ВЭС} + Cap_{ФЭС} + Cap_{СНЭ} + Cap_{инв}, \quad (17)$$

где Cap – капитальные затраты на поставку, монтаж и пуско-наладку соответственно ДЭС, ВЭС, ФЭС, СНЭ и инверторов для ВЭС, ФЭС и СНЭ, млн. руб.

Капитальные затраты на поставку, монтаж и пуско-наладку ДГУ складываются из стоимости ДГУ, а также стоимости её доставки, монтажа и пуско-наладочных работ. В практике проектирования ЭТК допускается при отсутствии таких данных пользоваться известными значениями стоимости ДГУ $C_{ДГУ}$ и

увеличивающим коэффициентом. В данной работе капитальные затраты на ДЭС определяются по формуле (18):

$$Cap_{ДЭС} = 1,5 \cdot \sum_{i=1}^n C_{ДГУ i}. \quad (18)$$

Стоимость ДГУ при итеративном поиске оптимальных установленных мощностей ДГУ и отсутствии единой базы данных по всем доступным моделям ДГУ целесообразно выразить через функцию от номинальной мощности. Исходными данными при этом выступают прайс-листы поставщиков ДГУ, а затем может быть выполнена аппроксимация зависимости стоимости ДГУ от её номинальной мощности, например, стандартными средствами программы МО Excel. Так, для ДГУ серии АД на базе двигателей ЯМЗ мощностью 60–400 кВт в 2021 г. актуально выражение (19):

$$C_{ДГУ} = 0,0109 \cdot (P_{ном.ДГУ})^2 + 1,8321 \cdot (P_{ном.ДГУ}) + 630,29, \quad тыс. руб., \quad (19)$$

где $P_{ном.ДГУ}$ – номинальная мощность ДГУ, кВт.

Аналогичным образом рассчитываются капитальные затраты на поставку, монтаж и пуско-наладку ВЭС, ФЭС, СНЭ и инверторов, при этом повышающий коэффициент для ВЭС и ФЭС аналогично принят равным 1,5, а для СНЭ и инверторов повышающий коэффициент принят равным 1,25. Стоимость ВЭУ, ФЭП и АБ приведена в разделе 2.2.

Эксплуатационные затраты системы определяются по формуле (20):

$$OPEX = W_{ДЭС} + W_{ВЭС} + W_{ФЭС} + W_{СНЭ} + W_{инв}, \quad (20)$$

где W – эксплуатационные затраты на соответственно ДЭС, ВЭС, ФЭС, замену СНЭ и инверторы, млн. руб./год. Полученные для одного года показатели $OPEX$ распространяются на остальные с учётом дисконтирования денежных потоков.

Эксплуатационные затраты на ДЭС определяются по формуле (21):

$$W_{ДЭС} = C_{ДТ} + C_{К.Р.} + C_{Т.О.}, \quad (21)$$

где $C_{ДТ}$ – затраты на ДТ, $C_{К.Р.}$ – затраты на капитальные ремонты ДГУ, $C_{Т.О.}$ – затраты на техническое обслуживание ДГУ.

Эксплуатационные затраты на ВЭС $W_{ВЭС}$ приняты равными 2,5 тыс. руб./кВт/год. Эксплуатационные затраты на ФЭС $W_{ФЭС}$ приняты равными 1 тыс. руб./кВт/год. Эксплуатационные затраты на СНЭ складываются из затрат на содержание АБ, принятых равными 1% от капитальных затрат на поставку, монтаж и пуско-наладку СНЭ $Cap_{СНЭ}$, а также затрат на замену АБ в результате достижения максимального срока службы или максимального количества эквивалентных полных циклов.

Чистая приведённая стоимость ЭТК, которая выступает в качестве целевой функции оптимизации, определяется по формуле (22):

$$NPC = CAPEX + \sum_{T=1}^{25} OPEX \cdot (1+r)^T, \quad (22)$$

где T – год, r – ставка дисконтирования, %. Продолжительность жизненного цикла ЭТК принята равной 25 годам. Обычно этот срок выбирается исходя из срока службы энергоустановок на базе ВИЭ (20–25 лет). Ставка дисконтирования принята равной 7%.

Кроме того, в данном исследовании рассчитывается нормированная себестоимость электроэнергии ($LCOE$) и срок окупаемости (PB), определяемый относительно базового варианта электроснабжения на основе только ДЭС. $LCOE$ пропорционален NPC , однако более удобен для интерпретации. Нормированная себестоимость электроэнергии определяется по формуле (23) [57]:

$$LCOE = \frac{LCC \cdot (1+r)^t}{\sum MWh \cdot (1+r)^t}, \quad (23)$$

где MWh – объём выработанной электроэнергии, кВт·ч.

2.5 Моделирование автономного электротехнического комплекса с целью обоснования состава источников генерации и накопителей энергии

2.5.1 Общая характеристика объекта

Посёлок Новиково располагается в южной части о. Сахалин в 76 км от районного центра. Широкую известность населённому пункту принесло

обнаружение в угле, добываемом в местных разрезах до 1945 г., германия. Добыча угля с германием и аргиллитов продолжалась с 1966 по 2005 гг., месторождение обеспечивало до 80% необходимого стране объёма германия, а всего извлечено 950 т ценного металла. С учётом важности в энергетическом балансе региона угля, добыча которого на Сахалине продолжается на других месторождениях, и потребности в германии российской промышленности, в будущем возможно возобновление добычи в Новиково.

Энергетическая система о. Сахалин функционирует изолированно от ЕЭС России. На территории области она делится на автономные изолированные энергосистемы: центральный и северный энергорайоны, энергорайоны удалённых населённых пунктов, энергорайоны Курильских островов.

Источники энергии в Новиково представлены ДЭС и ВЭС. В составе ДЭС находятся с 2 ДГУ Caterpillar номинальной мощностью 508 кВт каждая (одна – в основной работе, одна – в резерве) и 5 ДГУ номинальной мощностью 800 кВт каждая (выведены в резерв), показанные на рисунке 2.6.



(a)



(б)

Рисунок 2.6 – Оборудование Новиковской ДЭС: а – ДГУ Caterpillar С-18 508 кВт, б – 800 кВт [47]

В 2015 г. в автономный ЭТК был интегрировано две ВЭУ номинальной мощностью 225 кВт каждая, одна из которых показана на рисунке 2.7.



Рисунок 2.7 – Ветроэнергетическая установка Vestas V27 225 кВт в Новиково [45]

2.5.2 Выбор основных элементов комплекса

В качестве ДГУ выбраны отечественные агрегаты с двигателями ЯМЗ, нахождение расхода ДТ которых осуществляется в соответствии с представленной ранее формулой (6).

В качестве ВЭУ рассмотрены установки Vestas V27, т.к. ВЭУ данной модели уже функционируют в составе автономного ЭТК.

В качестве ФЭП выбраны двусторонние гетероструктурные модули HVL-395/НТ, имеющие наибольший КПД преобразования солнечной энергии среди ФЭП отечественного производителя.

Анализ передовых отечественных и зарубежных разработок АБ, рассмотренных в разделе 2.2, показал, что с точки зрения капитальных затрат наиболее приемлемы варианты использования отечественных АБ, выпускаемых компаниями НПО «ССК» и «Лиотех», а с точки зрения срока службы – АБ компаний FIAMM (Ni-NaCl) и «Лиотех» [16]. Некоторые критичные характеристики рассмотренных АБ приведены на рисунке 2.8, где по осям лепестковой диаграммы в относительных единицах отложены удельные капиталовложения, количество циклов заряда / разряда и максимальная глубина разряда.

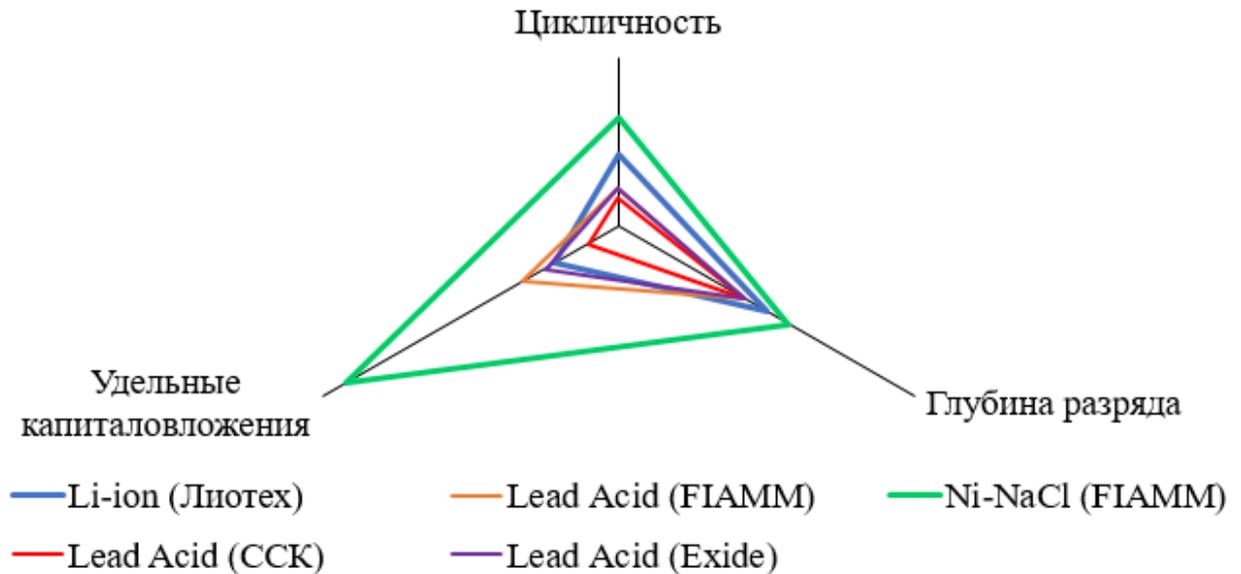


Рисунок 2.8 – Некоторые критичные характеристики аккумуляторных батарей

Никель-солевая батарея FIAMM, имеющая выдающиеся характеристики как по энергоёмкости, так и по сроку службы, значительно дороже АБ других типов, однако в будущем можно предполагать существенное снижение стоимости перспективных никель-солевых АБ.

В связи с этим, в качестве АБ при комплектовании СНЭ в рассматриваемом автономном ЭТК выбраны литий-ионные аккумуляторы LFP270 компании «Лиотех». Кроме того, климатические испытания подтверждают высокий потенциал литий-ионных аккумуляторов в условиях отрицательных температур, что расширяет возможности использования СНЭ в автономных ЭТК Арктической зоны и других регионов с суровым климатом [42].

2.5.3 Исходные данные об электрической нагрузке и метеопараметрах

Усреднённая за часовой интервал мощность электрической нагрузки в течение года изменяется от 176 до 376 кВт, а среднее значение мощности составляет 288 кВт. В качестве исходных данных используется 12 суточных графиков нагрузки с осреднением 1 час для каждого месяца года, четыре из которых показаны на рисунке 2.9 [34].

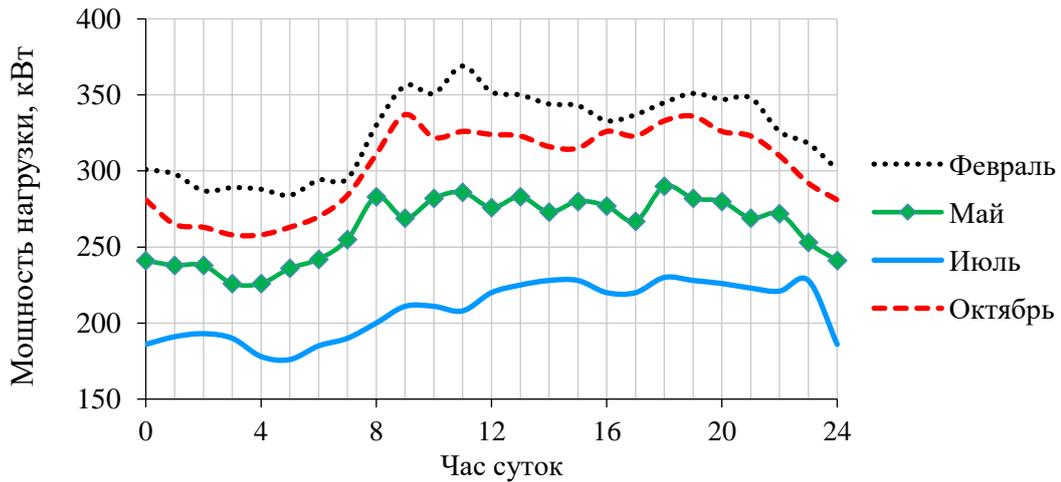


Рисунок 2.9 – Суточный ход электрической нагрузки Новиково в феврале, мае, июле и октябре

В качестве исходных данных о потенциале ветра и солнца использованы годовые графики скорости ветра и солнечной инсоляции с осреднением 1 час за 2019 год [108]. Фрагмент годового графика скорости ветра приведен на рисунке 2.10 (а). Фрагмент годового графика инсоляции в возможном месте расположения ФЭС (46,370 с. ш., 143,354 в. д.) показан на рисунке 2.10 (б).

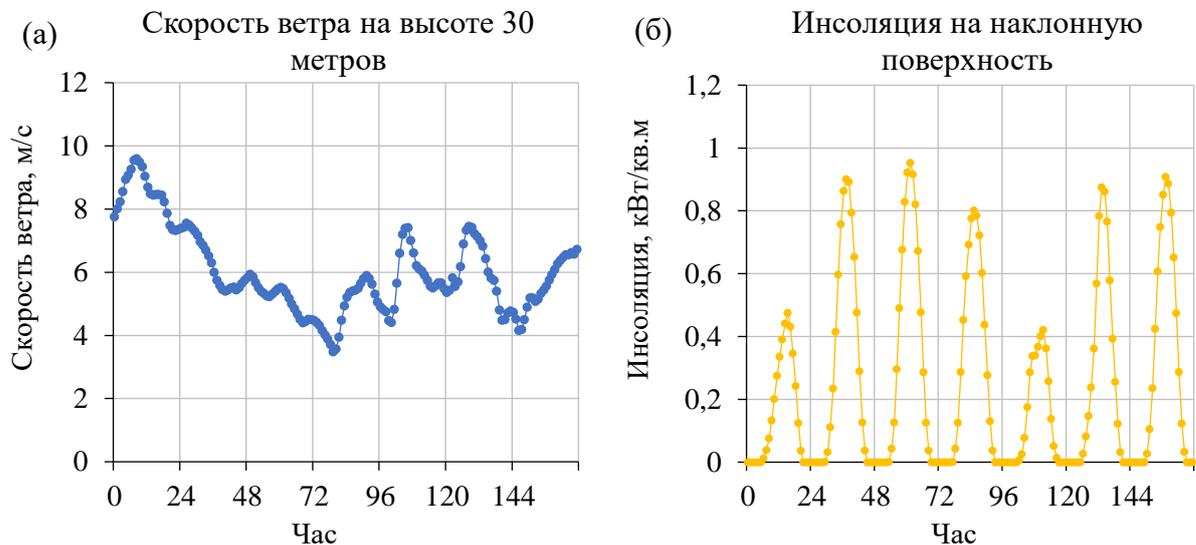


Рисунок 2.10 – Фрагменты годового графика с осреднением 1 час: а – скорости ветра на высоте 30 м; б – графика инсоляции

2.5.4 Выбор базовой конфигурации

В качестве базовой конфигурации принят вариант с ЭТК, состоящим только из ДЭС, при этом рассматривалась ДЭС, включающая 1, 2 и 3 ДГУ. Суммарная установленная мощность ДЭС принята равной 450 кВт, что на 20% превышает

максимальную усреднённую за 1 час мощность нагрузки в течение года. Подбор резервных агрегатов остался за рамками данного исследования. В таблице 2.7 приведены основные показатели работы ЭТК, включающего ДЭС и не включающего ВИЭ и СНЭ.

Таблица 2.7 – Определение базовой конфигурации состава ЭТК

Состав ЭТК			Технико-экономические показатели				
Мощность ДГУ, кВт			CAPEX, млн. руб.	OPEX (первый год), млн. руб.	NPC, млн. руб.	LCOE, руб./кВт·ч	CO ₂ , т/год
ДГУ1	ДГУ2	ДГУ3					
450	–	–	6,2	45,5	2899,7	18,16	1610
310	140	–	5,0	44,9	2864,1	17,94	1591
250	140	60	4,5	44,7	2849,9	17,85	1583

Расчёты показали, что среди конфигураций с одной, двумя и тремя ДГУ оптимально использовать три ДГУ различной мощности, в то же время применение большего числа ДГУ нецелесообразно исходя из практики проектирования ЭТК. Таким образом, в качестве базового варианта принят вариант с тремя ДГУ.

2.5.5 Технико-экономическое обоснование

В рамках данной работы определяется несколько оптимальных конфигураций состава ЭТК изолированной энергосистемы в зависимости от типа применяемых источников. Расшифровка обозначений данных конфигураций представлена в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Расшифровка обозначений различных конфигураций ЭТК

Обозначение конфигурации	Состав ЭТК			
	ДЭС	ВЭС	ФЭС	СНЭ
D	●			
D/W	●	●		
D/W+B	●	●		●
D/W/PV	●	●	●	
D/PV	●		●	
D/PV+B	●		●	●
D/W/PV+B	●	●	●	●

В таблице 2.9 приведены оптимальные параметры ЭТК семи рассматриваемых конфигураций. Конфигурации ЭТК, включающие СНЭ,

получены путём выбора оптимального числа АБ для оптимизированного ЭТК без СНЭ.

Таблица 2.9 – Состав ЭТК рассматриваемых конфигураций при оптимизации по *NPC*

Конфиг.	ДЭС			ВЭС		ФЭС		СНЭ	
	Уст. мощность, кВт			Кол-во ВЭУ	P _{НОМ} , кВт	Кол-во ФЭП	P _{НОМ} , кВт	Кол-во АБ	Ёмкость, кВт·ч
	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ 3						
D	240	140	70	–	–	–	–	–	–
D/W	250	140	60	9	2025	–	–	–	–
D/W+B	250	140	60	9	2025	–	–	0	0
D/W/PV	240	140	70	7	1575	2520	995	–	–
D/PV	240	140	70	–	–	4360	1722	–	–
D/PV+B	240	140	70	–	–	4400	1738	4260	3834
D/W/PV+B	240	140	70	7	1575	2520	995	1480	1332

Установленные мощности ДЭС, ВЭС, ФЭС и ёмкость СНЭ конфигураций, представленных в таблице 2.9, показаны на рисунке 2.11.

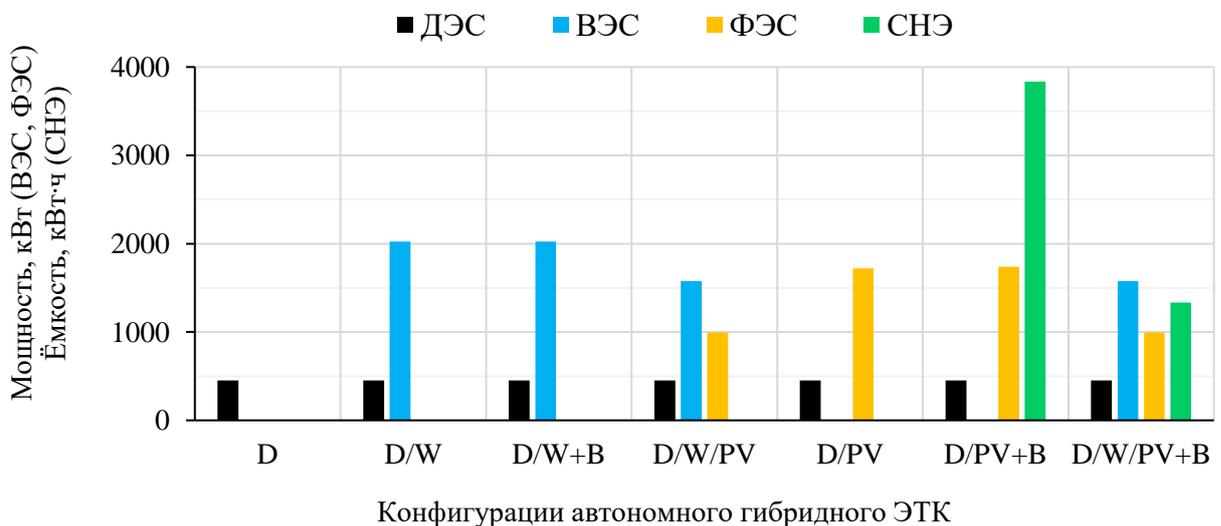


Рисунок 2.11 – Установленные мощности ВЭС, ФЭС и ёмкость СНЭ для рассматриваемых конфигураций при оптимизации по критерию *NPC*

Основные показатели работы ЭТК рассматриваемых конфигураций приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Основные показатели работы ЭТК рассматриваемых конфигураций при оптимизации по NPC

Конфиг.	CAPEX, млн. руб.	OPEX (первый год), млн. руб.	NPC, млн. руб.	LCOE, руб./кВт·ч	CO ₂ , т/год	PВ, лет
D	4,5	44,7	2849,9	17,85	1583	–
D/W	258,5	24,7	1827,6	11,45	694	9,2
D/W+B						
D/W/PV	300,6	18,1	1453,2	9,10	469	8,4
D/PV	175,0	28,9	2011,1	12,60	963	8,1
D/PV+B	337,6	24,4	1887,7	11,82	565	11,1
D/W/PV+B	357,9	16,6	1408,7	8,82	328	9,2

Любое увеличение числа АБ в конфигурации D/W/+B только снижает недостаточно высокую интенсивность использования АБ при увеличении NPC. В связи с этим оптимальная конфигурация D/W/+B вырождается в конфигурацию D/W, и интеграция СНЭ экономически не целесообразна. Анализ показывает, что при интеграции в состав ЭТК 100 литий-ионных АБ выбранного типа за год наблюдается 146 эквивалентных полных циклов АБ, при определении которых учитываются только объёмы электроэнергии без учёта чередования зарядов и разрядов. Фактическое число циклов разряда (в т.ч. неполных) составило 177.

Другая картина наблюдается в случае с конфигурацией D/PV+B. Минимум NPC в данной конфигурации достигается при большом числе ФЭП. Интеграция небольшого количества АБ в такой ЭТК также приводит к росту NPC, однако это происходит не в связи с малой интенсивностью использования АБ, как в случае с конфигурацией D/W+B. Так, при интеграции в состав ЭТК 100 литий-ионных АБ выбранного типа наблюдается в 2 раза больше «полных циклов» – 313. Фактическое число циклов разряда (в т.ч. неполных) составляет 329, т.е. практически любое начало разряда АБ предшествует его максимальному разряду. Согласно расчётам, ввиду большого числа циклов потребуется не одна замена АБ по истечении срока службы (в середине жизненного цикла ЭТК, т.к. срок службы АБ выбранного типа составляет 12–13 лет), а две замены АБ. В случае итеративного увеличения числа АБ при достижении суммарной ёмкости СНЭ 3,834 МВт·ч

интенсивность использования АБ снижается настолько, что их замена может быть осуществлена один раз в середине жизненного цикла ЭТК. Это приводит к снижению NPC в течение срока службы ЭТК и показывает оптимальную по критерию NPC конфигурацию D/PV+B. Дальнейшее увеличение числа АБ экономически не целесообразно. Отметим, что при введении дополнительного ограничения (например, по $CAPEX$), и интеграции меньшего числа ФЭП, введение в состав ЭТК даже небольшого количества АБ до определённого момента может снижать NPC в том числе в конфигурации D/PV+B.

Соотношение основных технико-экономических показателей рассматриваемых конфигураций показано на рисунке 2.12, на котором каждый показатель выражен в относительных единицах и нормирован относительно наибольшего значения показателя среди всех приводимых на диаграмме конфигураций.

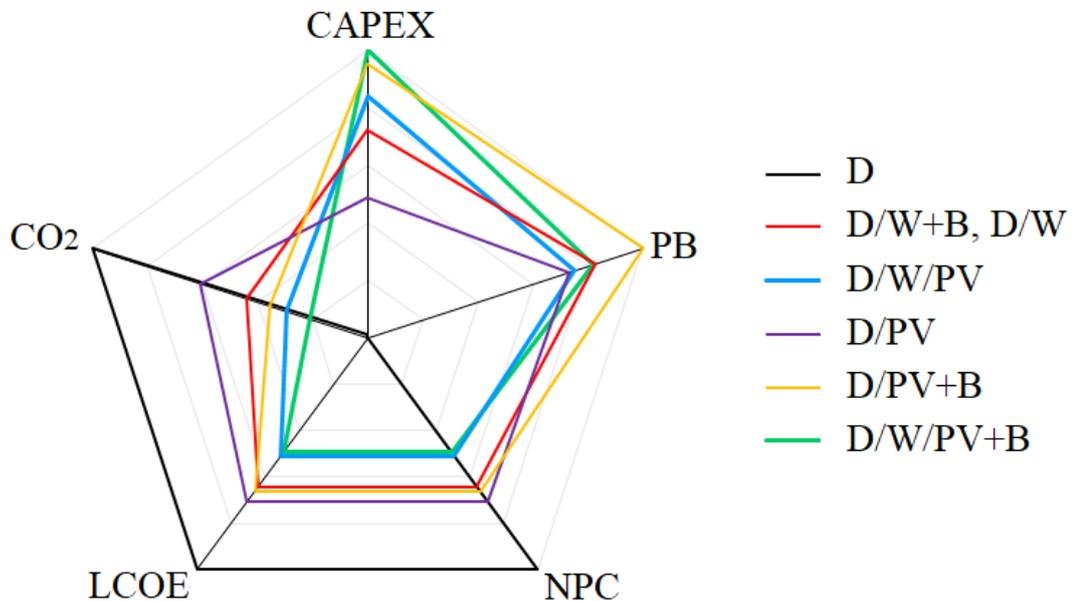


Рисунок 2.12 – Основные показатели работы ЭТК различных конфигураций в относительных единицах: капитальные затраты ($CAPEX$), срок окупаемости (PV), чистая приведённая стоимость (NPC), нормированная стоимость электроэнергии ($LCOE$) и годовые выбросы углекислого газа (CO_2)

В соответствии с рисунком 2.12, из всех комбинаций с ВИЭ в составе ЭТК наименее приемлемым вариантом является конфигурация D/PV+B. Конфигурация

D/W/PV+B, несмотря на самые высокие капиталовложения, имеет самый большой процент замещения топлива, что положительно сказывается на экологическом показателе и делает эту конфигурацию выигрышной с точки зрения чувствительности к введению платы за CO₂ или повышению цен на ДТ. Конфигурация D/PV также заслуживает внимания по причине самых низких капитальных затрат и относительно маленького срока окупаемости, однако при этом наблюдается достаточно большое количество выбросов и, как следствие, уязвимость в случае введения тарифов на производство CO₂ больших, чем заложено при расчёте.

2.5.6 Оптимизация с ограничением по сроку окупаемости

Очевидно, что на практике недостаточно выбрать один критерий оптимизации. Например, при выборе только *NPC* для получения оптимальной конфигурации D/PV/B (а не D/PV+B) требуется одновременное увеличение ёмкости СНЭ и мощности ФЭС, *NPC* при этом уменьшается, а срок окупаемости и капитальные затраты – увеличиваются. При выборе в качестве критерия только срока окупаемости целесообразным окажется выбор ФЭС, ВЭС или СНЭ минимальной мощности.

Относительно невысокие темпы сооружения гибридных ЭТК с ВИЭ в России объясняются в том числе большими сроками окупаемости, не привлекательными для частных компаний. Для привлечения инвестиций с целью развития ВИЭ в децентрализованных системах Правительством РФ был разработан механизм энергосервисных контрактов. Механизм предполагает, что энергоснабжающая компания заключает энергосервисный контракт с инвестором, который сначала финансирует интеграцию ВИЭ, в течение последующих 10 лет возвращает затраченные средства, а затем и получает прибыль, в то время как энергоснабжающая компания эксплуатирует гибридный ЭТК с затратами, соответствующими затратам до интеграции ВИЭ. По истечении 10 лет интегрированное оборудование переходит в собственность энергоснабжающей компании, которая начинает получать экономический эффект.

Таким образом, целесообразно осуществлять оптимизацию по выбранному критерию с ограничениями по сроку окупаемости. В рамках данного исследования осуществлена оптимизация по критерию NPC с ограничением по сроку окупаемости для стандартной конфигурации D/W/PV+B.

Численные эксперименты показали, что срок окупаемости инвестиций в ВИЭ для данного объекта составляет не менее 4 лет и наблюдается при использовании небольшого количества ФЭП и отсутствии ВЭС. Однако ВЭС в составе двух ВЭУ уже функционирует в составе ЭТК. Изменение NPC и PB для ЭТК, включающего 2 ВЭУ и ФЭС, при увеличении количества ФЭП показано на рисунке 2.13.

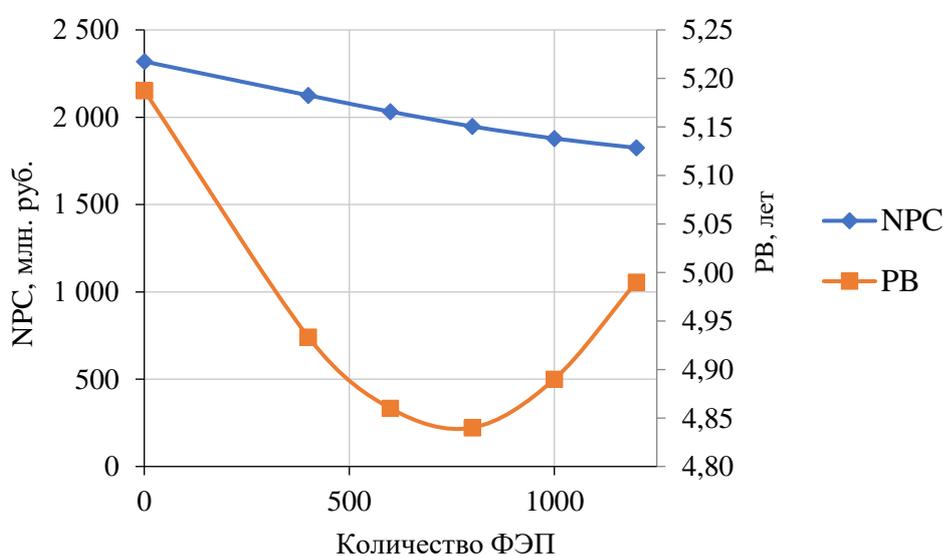


Рисунок 2.13 – Изменение NPC и PB для ЭТК, состоящего из 2 ВЭУ и ФЭС, в зависимости от размера ФЭС

Таким образом, при увеличении мощности ФЭС PB сначала снижается, после чего начинает увеличиваться, в то время как NPC монотонно снижается. Поскольку главным критерием так же остаётся NPC , будем задаваться определёнными значениями срока окупаемости, например – 5, 6 и 7 лет.

В таблице 2.11 приведены параметры оборудования ЭТК при ограничении по сроку окупаемости.

Таблица 2.11 – Состав ЭТК при оптимизации по NPC и ограничении PV

Конфиг.	ДЭС			ВЭС		ФЭС		СНЭ	
	Уст. мощность, кВт			Кол-во ВЭУ	P _{НОМ} , кВт	Кол-во ФЭП	P _{НОМ} , кВт	Кол-во АБ	Ёмк., кВт·ч
	ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ 3						
D/W/PV(5)	240	140	70	2	450	1250	494	0	0
D/W/PV/B(6)				2	450	1910	754	460	414
D/W/PV(6)				3	675	1950	770	0	0
D/W/PV/B(7)				4	900	1800	711	800	720
D/W/PV(7)				5	1125	2000	1722	0	0

Установленные мощности ДЭС, ВЭС, ФЭС и ёмкость СНЭ конфигураций, представленных в таблице 2.11, показаны на рисунке 2.14.

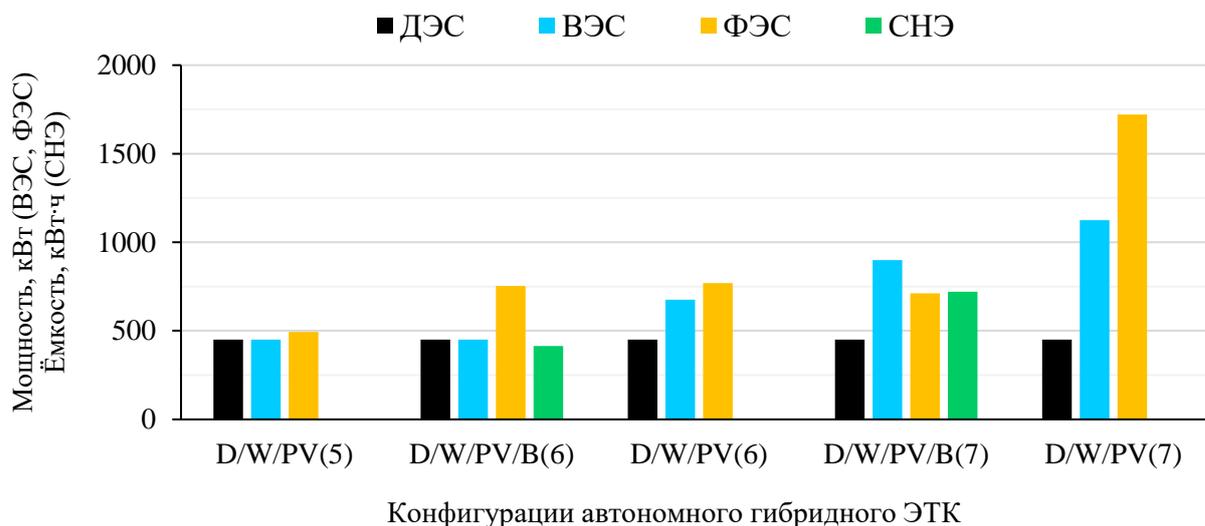


Рисунок 2.14 – Установленные мощности ВЭС, ФЭС и ёмкость СНЭ при оптимизации по критерию NPC и дополнительном ограничении PV

Основные показатели работы ЭТК рассматриваемых конфигураций приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Основные показатели работы ЭТК при оптимизации по NPC и ограничении PV

Конфиг.	Сарех млн. руб.	Орех (первый год), млн. руб.	NPC, млн. руб.	LCOE, руб./кВт·ч	CO ₂ , т/год	PВ, лет
D/W/PV(5)	109,8	26,8	1813,4	11,36	890	5
D/W/PV/B(6)	153,4	24,4	1702,8	10,67	770	6
D/W/PV(6)	165,4	22,7	1607,2	10,07	716	6

Продолжение таблицы 2.12

D/W/PV/B(7)	218,7	20,5	1522,9	9,54	576	7
D/W/PV(7)	223,8	19,9	1489,9	9,33	578	7

Соотношение основных технико-экономических показателей конфигураций D/W/PV+B, D/W/PV и D/PV, а также конфигураций с ограничением по сроку окупаемости показано на рисунке 2.15, все показатели на котором также выражены в относительных единицах и нормированы.

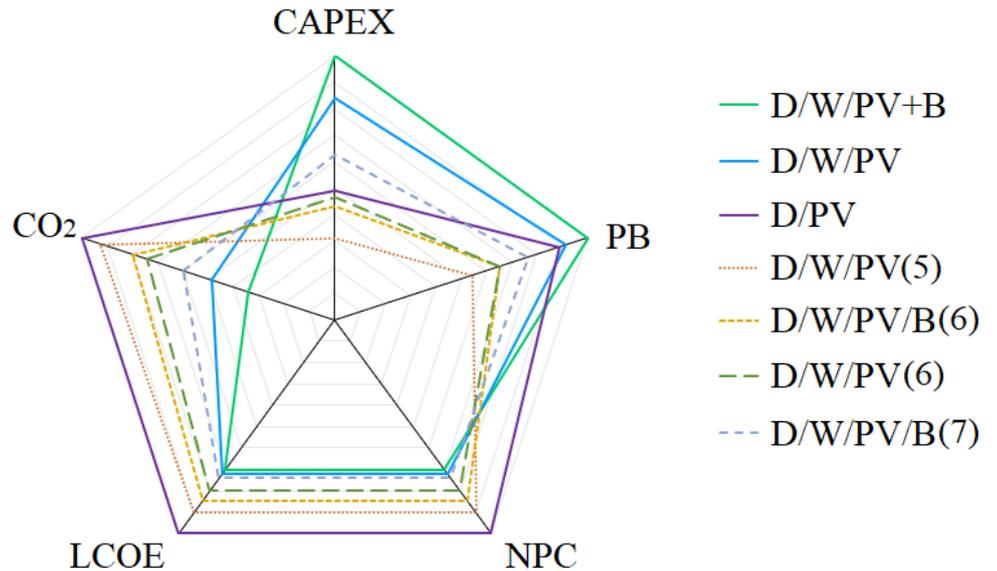


Рисунок 2.15 – Основные показатели работы ЭТК некоторых конфигураций без ограничения и с ограничением по сроку окупаемости

Анализируя общие результаты, можно сделать вывод, что в целом интеграция в ЭТК ВИЭ и СНЭ позволяет при приемлемом сроке окупаемости (6 лет) уменьшить расход ДТ и продлить наработку ДГУ до очередного капитального ремонта более чем в 2 раза, а также снизить себестоимость электроэнергии на 40%. Конфигурация D/W/PV/B(6) выбрана в качестве примера по причине того, что она имеет наименьший срок окупаемости из вариантов с полным набором рассматриваемых компонентов ЭТК. Расход топлива и наработка дизельной части ЭТК некоторых конфигураций показаны на рисунке 2.16.

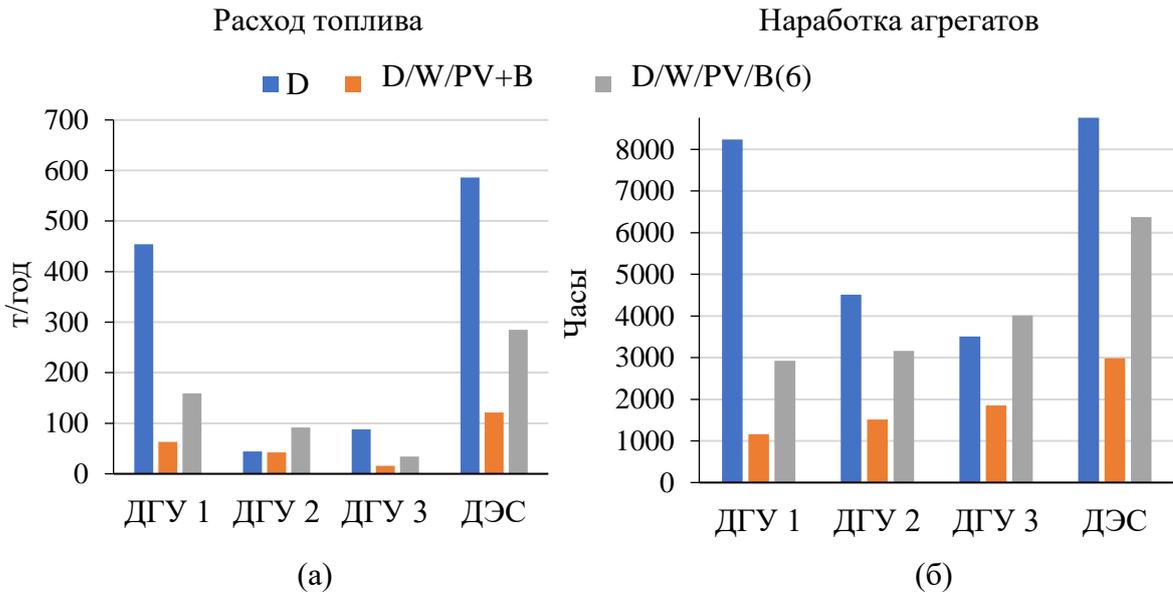


Рисунок 2.16 – Показатели некоторых оптимальных конфигураций:

а – расход ДТ ДЭС; б – наработка агрегатов ДЭС

Таким образом, предложенная методика позволила определить несколько оптимальных конфигураций автономного ЭТК. Окончательное решение в выборе конкретной конфигурации осуществляется на основе экспертной оценки при проектировании комплекса.

Данная методика была положена в основу программы для ЭВМ, созданной в среде МО Excel. Итерационный поиск оптимальных параметров в программе организован с помощью макросов, написанных на языке программирования VBA. Скриншоты программы показаны в приложении Д.

2.6 Выводы к главе 2

1. Проанализированы основные методы и критерии оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии в автономных ЭТК.
2. Представлена математическая модель автономного ЭТК с учётом выбранных алгоритмов функционирования источников и накопителей энергии.
3. Создана программа для ЭВМ, предназначенная для оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии автономного ЭТК, элементами которого могут являться ДЭС, ВЭС, ФЭС и СНЭ. В программе использован оптимизационный метод Гаусса-Зейделя (покоординатного спуска).

4. Осуществлена оптимизация состава источников и накопителей электроэнергии для условий автономного гибридного ЭТК посёлка Новиково Сахалинской области. Рассмотрено 7 различных конфигураций состава ЭТК, отличающихся набором источников энергии и включением в комплекс СНЭ. Оптимизация выполнена по критерию минимальной чистой приведённой стоимости, а также повторно выполнена оптимизация с дополнительным ограничивающим критерием – сроком окупаемости. Показано, что в условиях рассматриваемого автономного ЭТК интеграция ВЭС, ФЭС и СНЭ в состав комплекса при приемлемом сроке окупаемости 6 лет позволяет на 30% снизить расход топлива, продлить срок службы ДГУ более чем в 2 раза, уменьшить себестоимость электроэнергии на 40%.

ГЛАВА 3 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРЕДИКТИВНЫХ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Непостоянство выработки электроэнергии большинством видов ВИЭ представляет собой серьёзную проблему для поддержания энергетического баланса и обеспечения стабильности электроснабжения потребителей. Основным решением этой проблемы в изолированных энергосистемах, не считая накопления электроэнергии, является технология управления спросом на электроэнергию [99].

Управление спросом на электроэнергию – это технология, заключающаяся в изменении потребления конечными пользователями электроэнергии по сигналам от системы электроснабжения в ответ на стимулы, как правило – экономические [116]. В результате при управлении спросом на электроэнергию изменяется график электрической нагрузки. На рисунке 3.1 показано изменение графика электрической нагрузки при смещении нагрузки на графике «вправо», т.е. при отложенном запуске электроприборов. Различные цвета на гистограмме соответствуют разным видам электрооборудования, кривой показана мощность генерации ФЭС. В данном примере смещение времени работы электроприборов 3 типов позволило снизить суточную выработку ДЭС на 102 кВт·ч и сократить расход ДТ более чем на 25 кг в сутки.

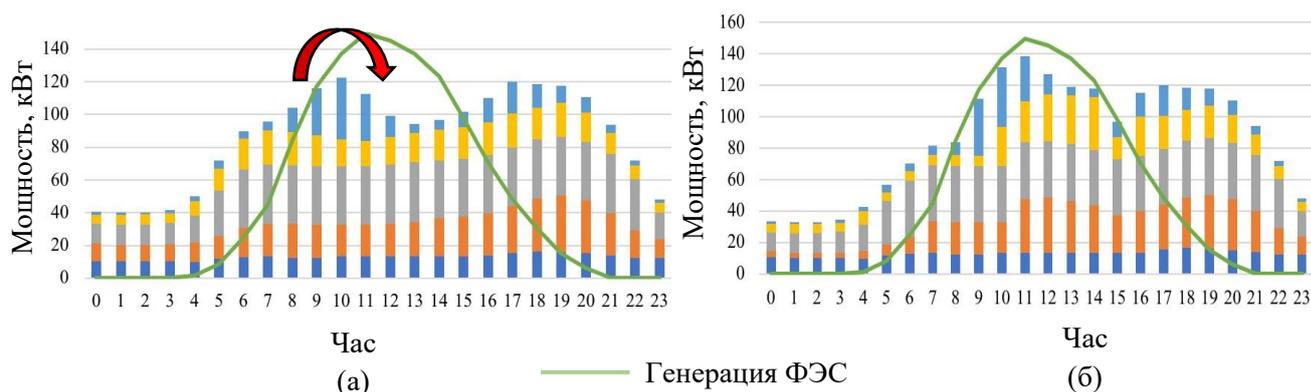


Рисунок 3.1 – Изменение графика электрической нагрузки при отложенном запуске электроприборов с целью увеличения полезно используемой электроэнергии от ФЭС

В автономных ЭТК применение управления спросом на электроэнергию позволяет добиться следующих результатов [110]:

- снижение расхода ДТ за счёт энергообеспечения нагрузок электроэнергией, вырабатываемой ВИЭ [104];
- выравнивание графика нагрузки энергоустановок, работающих на ископаемом топливе [119];
- снижение вредных выбросов за счёт уменьшения расхода ДТ;
- снижение потерь электроэнергии.

Предиктивное управление спросом на электроэнергию предполагает использование данных о прогнозируемой мощности электрической нагрузки потребителей и данных о прогнозируемой мощности генерации ВИЭ для своевременного предсказания ситуации, при которой целесообразно изменение индивидуальных графиков работы электроприёмников (ЭП), а также повышения эффективности использования технологии управления спросом [120].

3.1 Классификация и архитектура систем управления спросом на электроэнергию

Согласно общепринятой классификации, различают явное и неявное управление спросом. Явное управление спросом предполагает прямое управление электрической нагрузкой (водонагревателями, насосами отопления, установками кондиционирования и т.д.) или интеллектуальное управление нагрузкой путём взаимодействия с пользователями электроприёмников. Неявное управление спросом строится на основе дифференцированных по времени тарифов или с помощью поведенческих стимулов.

Наиболее широкое распространение в секторе бытовой и коммерческой электрической нагрузки получили системы с дифференцированными по времени тарифами, при которых цена на электроэнергию изменяется в режиме реального времени [110]. Для промышленных потребителей электроэнергии, осуществляющих планирование производственных процессов, такая схема не представляется удобной. Поэтому системы явного управления спросом находят применение в первую очередь в промышленном секторе.

В России технология управления спросом стала использоваться в 2017 г., получив название ценозависимого снижения потребления. Она предполагала изменение оптовыми потребителями мощности нагрузки в ответ на ценовые сигналы на сутки вперёд. Позднее, в соответствии с мировой практикой участия в управлении спросом небольших потребителей, в России появились компании-агрегаторы электрической нагрузки, которые представляют интересы большого числа розничных потребителей на оптовом рынке мощности. Очевидно, что подобная схема, направленная в первую очередь на устранение пикового спроса на электроэнергию, целесообразна в больших энергосистемах. В изолированных энергосистемах управление спросом преследует иную цель, которая заключается не в устранении пиков потребления, а в максимально возможном приведении графика мощности электрической нагрузки к графику выдачи мощности ВИЭ (при их использовании) или его приведении к оптимальному графику выдачи мощности ДЭС (при отсутствии ВИЭ). Таким образом, в изолированных энергосистемах следует применять более гибкие способы управления спросом на электроэнергию, позволяющие осуществлять управление электрической нагрузкой фактически в режиме реального времени.

Существуют различные подходы к построению систем, различающиеся своей архитектурой, составом оборудования и принципами работы. Известен подход к построению системы управления спросом, при котором у каждого потребителя установлен контроллер потребления энергии (*ECC – Energy Consumption Controller*) [116]. Он подключен ко всем электрическим приборам, а также, посредством локальной сети, связан с центральным контроллером нагрузки (*CLC – Central Load Controller*). Центральный контроллер осуществляет сбор данных и планирование нагрузки множества потребителей, как показано на рисунке 3.2.

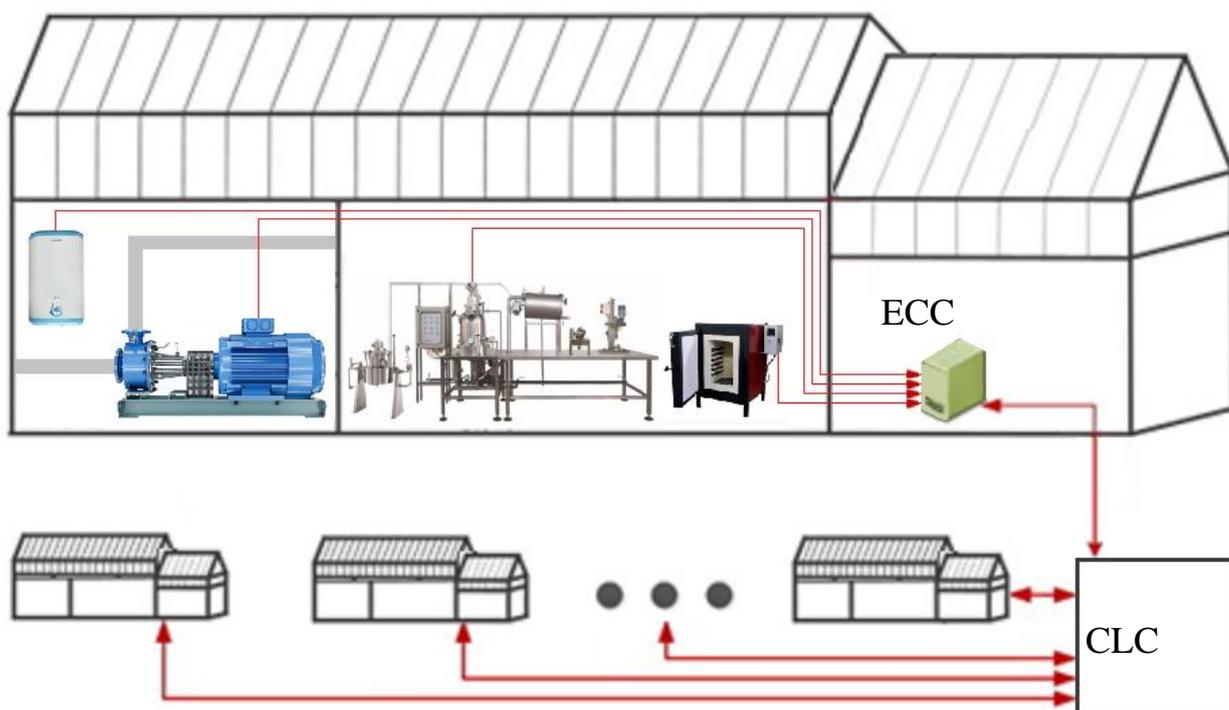


Рисунок 3.2 – Возможная архитектура системы управления спросом с центральным контроллером нагрузки (*CLC*) и контроллером потребления энергии (*ECC*)

Для варианта реализации системы управления спросом, показанного на рисунке 3.2, существуют различные сценарии управления спросом, например, сжатия или задержки спроса.

Сценарий сжатия спроса используется, если установлены устройства, которые могут снижать свою потребляемую мощность, увеличивая время работы, например – водонагреватели и кондиционеры. Сжатие спроса осуществляется только в те временные интервалы, когда общее электропотребление превышает заранее определённое пороговое значение. В этом случае центральный контроллер нагрузки отправляет потребителям сообщение о том, что мощность потребления данных устройств будет снижена, а время работы – увеличено.

Сценарий задержки запроса предполагает, что при запросе мощности в случае превышения электропотреблением заранее определённого порогового значения электроприборы начинают работать не сразу, а с определённой задержкой. По истечении максимального времени задержки центральный контроллер нагрузки разрешает работу электрооборудования.

Контроллер потребления энергии может быть подключен к внешнему дисплею и клавиатуре или иметь собственные устройства ввода-вывода данных при исполнении в едином корпусе. Функцию домашнего контроллера потребления может также выполнять персональный компьютер с установленным программным обеспечением.

Недостатками систем управления спросом, построенных по данному принципу, являются, в первую очередь, большие капитальные затраты на оборудование, расположенное у потребителей – контроллер потребления энергии и устройства ввода-вывода информации [102].

Другим вариантом построения системы управления спросом является подход, при котором вместо контроллера потребления энергии у пользователя устанавливается относительно недорогой маршрутизатор, осуществляющий сбор информации о мощности электрической нагрузки различных устройств и отправляющий её на центральный контроллер нагрузки. Взамен с центрального контроллера нагрузки приходят команды управления электрооборудованием. Функцию маршрутизатора также может выполнять компьютер.

Недостатком такой структуры системы управления спросом на электроэнергию являются высокие затраты на создание серверной инфраструктуры и каналов передачи данных, а также возможность потери данных при технических перебоях [102].

Альтернативным вариантом построения системы управления спросом на электроэнергию является подход, не предусматривающий создание каналов связи отдельных электроприёмников с контроллером потребления энергии. Например, в питающие электрооборудование линии могут быть установлены специальные модули управления электропотреблением, которые, в зависимости от частоты в распределительной сети, определяют необходимость изменения электропотребления [95, 118]. Подобный метод рассмотрен в работе [91], в которой проанализирован опыт оснащения такими модулями 50 электрических водонагревателей и 150 сушильных машин. В случаях падения частоты ниже 59,95 Гц (стандарт в США – 60 Гц), продолжавшихся от нескольких секунд до

10 минут, нагрузка сбрасывалась, что приводило к снижению нагрузки на систему электроснабжения и способствовало восстановлению частоты.

Такая система управления спросом на электроэнергию не является предиктивной. Отсутствие каналов связи и простота реализации приводит к удешевлению системы [118], однако ограничивает технико-экономический потенциал системы управления спросом.

В автономных ЭТК большой потенциал имеют первые два варианта архитектуры систем управления спросом. С целью минимизации затрат конечных потребителей на дорогостоящее оборудование предлагается использовать второй вариант, при котором оптимизационный расчёт графиков электропотребления выполняется на центральном контроллере нагрузки, расположенном у поставщика электроэнергии. Предпочтение в изолированных автономных ЭТК относительно небольшой мощности (до 1–2 МВт), рассматриваемых преимущественно в данной работе, следует отдавать явному управлению спросом, т.к. организация системы с изменяющимися в режиме реального времени ценами на электроэнергию в таких системах не представляется целесообразной [120].

3.2 Оценка изменения оптимальных параметров состава источников и накопителей электроэнергии при реализации управления электрической нагрузкой

В рамках предлагаемой методики оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии в автономных ЭТК с учётом управления нагрузкой после решения оптимизационной задачи необходимо осуществить корректировку графика электрической нагрузки, а затем, в соответствии с рисунком 1.9, повторно оптимизировать состав источников и накопителей электроэнергии. Применение методики может быть продемонстрировано следующим примером, являющимся продолжением задачи оптимизации состава и режимов работы ЭТК в посёлке Новиково, решение первой части которой изложено во второй главе диссертационной работы.

Пусть дефицит активной мощности на интервале определяется по формуле (24):

$$D = P_H - P_{\text{ФЭС}} - P_{\text{ВЭС}} - P_{\text{СНЭ}}. \quad (24)$$

Тогда, если дефицит на рассматриваемом часовом интервале положителен, то при условии отрицательного дефицита на следующем интервале часть электрической нагрузки смещается на следующий интервал таким образом, чтобы на нём не возникло положительного дефицита мощности. Пусть задаётся ограничение в виде максимальной доли смещаемой нагрузки для любого интервала. Предложенный алгоритм показан на рисунке 3.3. На рисунке 3.3 приведены следующие обозначения: P – мощность (нагрузки или выработки ВИЭ); m – ограничение по величине переносимой нагрузки, %; а также индексы: n – нагрузка, $виэ$ – возобновляемые источники энергии, t – номер интервала, 1 – величина до переноса нагрузки, 2 – величина после переноса нагрузки.

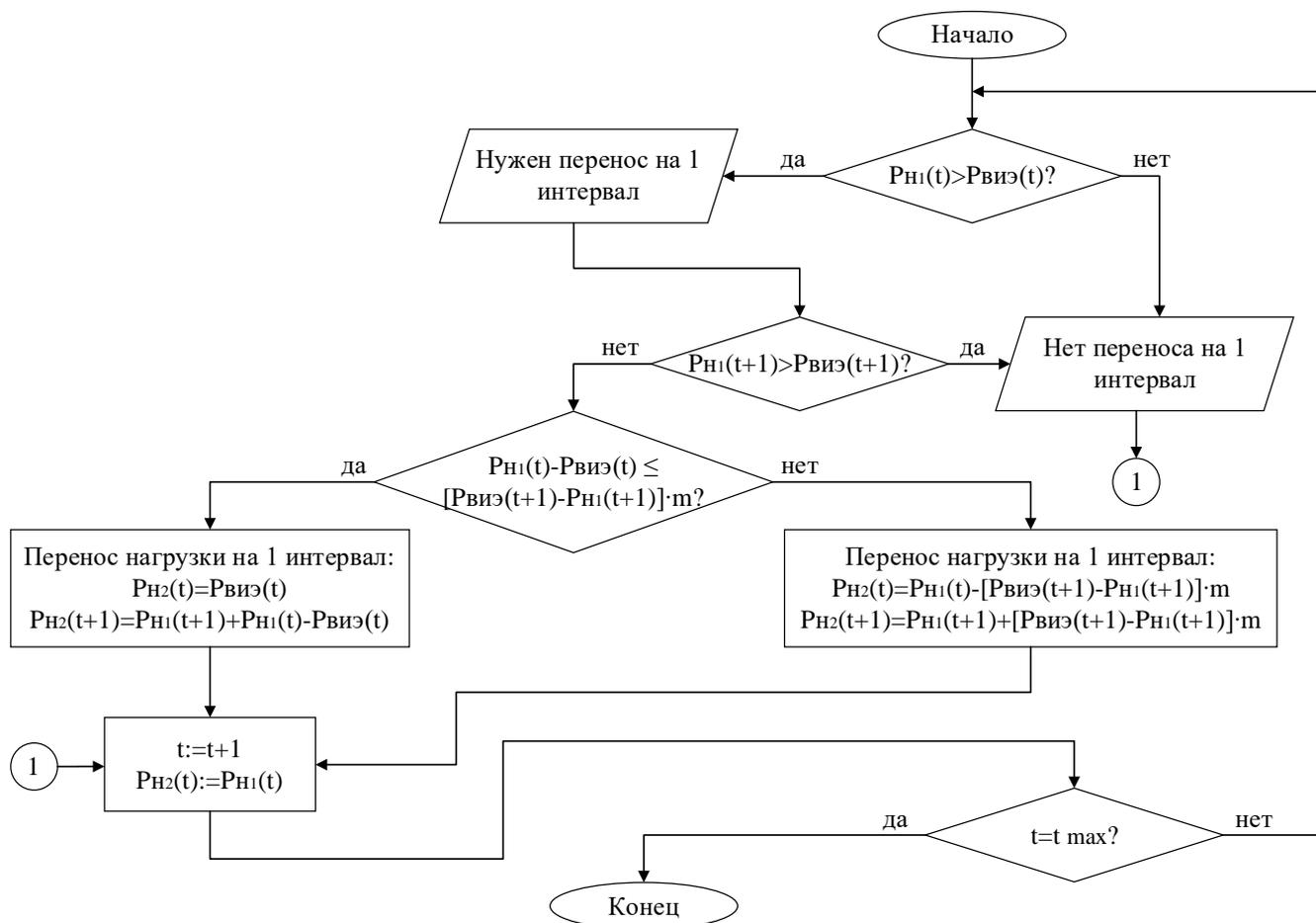


Рисунок 3.3 – Алгоритм управления электрической нагрузкой со смещением нагрузки не более, чем на 1 интервал.

Кроме представленного на рисунке 3.3 алгоритма также был рассмотрен алгоритм переноса нагрузки на время до 2 часов. В соответствии с ним, если перенос нагрузки на один часовой интервал не позволяет полностью устранить дефицит, то рассматривается перенос оставшейся части нагрузки на второй после рассматриваемого часовой интервал.

Результаты повторной оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии в условиях посёлка Новиково для конфигурации D/W/PV+В с учётом управления нагрузкой электропотребителей приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Оптимальный по критерию *NPC* состав оборудования ЭТК для конфигурации D/W/PV+В с учётом управления нагрузкой

Перенос нагрузки	Повторная оптимизация	ДЭС			ВЭС		ФЭС		СНЭ	
		Уст. мощность, кВт			Кол-во ВЭУ	P _{НОМ} , кВт	Кол-во ФЭП	P _{НОМ} , кВт	Кол-во АБ	Ёмкость, кВт·ч
		ДГУ 1	ДГУ 2	ДГУ 3						
нет	–								1480	1332
до 1 ч	+	240	140	70	7	1575	2520	995	1375	1238
до 2 ч									1295	1166

Анализ таблицы 3.1 позволяет сделать вывод о том, что оптимальные по критерию *NPC* параметры ДЭС, ВЭС и ФЭС при рассмотрении предложенных алгоритмов смещения электрической нагрузки остались неизменными, а оптимальная ёмкость СНЭ уменьшилась.

В таблице 3.2 показаны технико-экономические параметры приведённых в таблице 3.1 вариантов состава ЭТК. В последней строке таблицы 3.2 показаны параметры ЭТК при отсутствии повторной оптимизации.

Таблица 3.2 – Технико-экономические параметры оптимальной конфигурации D/W/PV+В с учётом управления нагрузкой

Перенос нагрузки	Повторная оптимизация	Технико-экономические показатели					
		CAPEX, млн. руб.	ОРЕХ (первый год), млн. руб.	NPC, млн. руб.	LCOE, руб./кВт·ч	CO ₂ , т/год	PВ, лет
нет	–	357,9	16,6	1408,7	8,82	328	9,2

Продолжение таблицы 3.2

до 1 ч	+	353,8	16,5	1401,5	8,78	332	9,1
до 2 ч		350,7	16,5	1397,3	8,75	336	9,0
до 2 ч	-	357,9	16,4	1397,7	8,75	322	9,12

Отметим, что при повторной оптимизации состава ЭТК улучшение всех технико-экономических показателей сопровождается ухудшением экологических показателей, что объясняется уменьшением оптимальной с точки зрения *NPC* ёмкости СНЭ. Данные критерии являются конфликтующими: чрезмерное увеличение мощности ВИЭ и накопителей энергии приводит к увеличению капитальных и эксплуатационных затрат, но неизменно сопровождается снижением вредных выбросов в атмосферу. Таким образом, применение предложенного алгоритма в ЭТК конфигурации D/W/PV+В приводит к увеличению расхода ДТ на 3 т/год при сокращении всех затрат. Однако при рассмотрении конфигурации D/W/PV, лишённой СНЭ, алгоритм с переносом нагрузки до 2 часов сокращает расход ДТ на 4 т/год. Также следует отметить, что интеграция системы управления электрической нагрузкой при отсутствии повторной оптимизации позволяет улучшить все рассматриваемые показатели ЭТК (однако минимум целевой функции *NPC* не достигается).

Численное моделирование также было проведено для оценки энергоэффективности управления нагрузкой при использовании алгоритмов с ограничением доли переносимой нагрузки на уровне 5%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50% и 100% (без ограничений). Зависимость относительного снижения мощности нагрузки, не покрываемой ВИЭ и СНЭ, от ограничения по величине переносимой мощности для двух вариантов реализации алгоритмов, показана на рисунке 3.4.

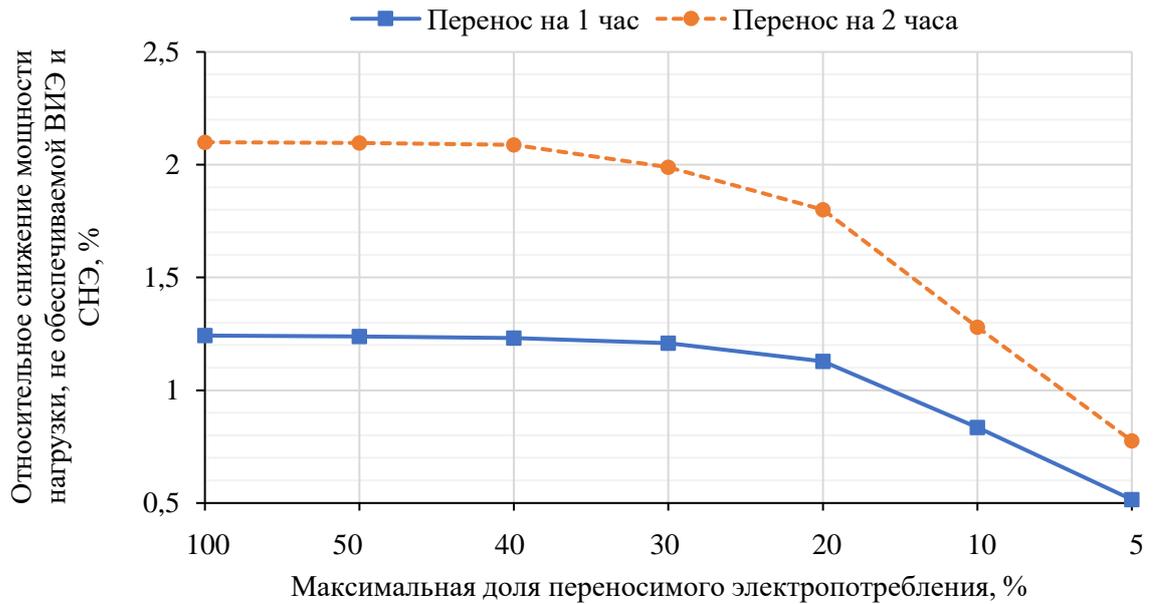


Рисунок 3.4 – Зависимость относительного снижения мощности нагрузки, не покрываемой ВИЭ и СНЭ, от ограничения по величине переносимой мощности для двух вариантов реализации алгоритма смещения нагрузки

Применение алгоритма без последующего сокращения ёмкости СНЭ позволяет снизить не покрываемую ВИЭ и СНЭ мощность нагрузки на 1,25 % для алгоритма с максимальным переносом нагрузки на 1 час и 2,1 % для алгоритма с максимальным переносом нагрузки на 2 часа. Наибольший эффект наблюдается при возможности переноса не менее 30% нагрузки, в то время как возможность смещения 40% и более нагрузки практически не приводит к увеличению эффекта от технологии.

3.3 Разработка алгоритма управления электрической нагрузкой в автономном электротехническом комплексе с возобновляемыми источниками энергии

В рамках диссертационного исследования был разработан способ управления спросом на электроэнергию в автономных ЭТК с ВИЭ. Алгоритм функционирования способа представлен в приложении Е. Функциональная электрическая схема предлагаемой системы управления электрической нагрузкой показана на рисунке 3.5.

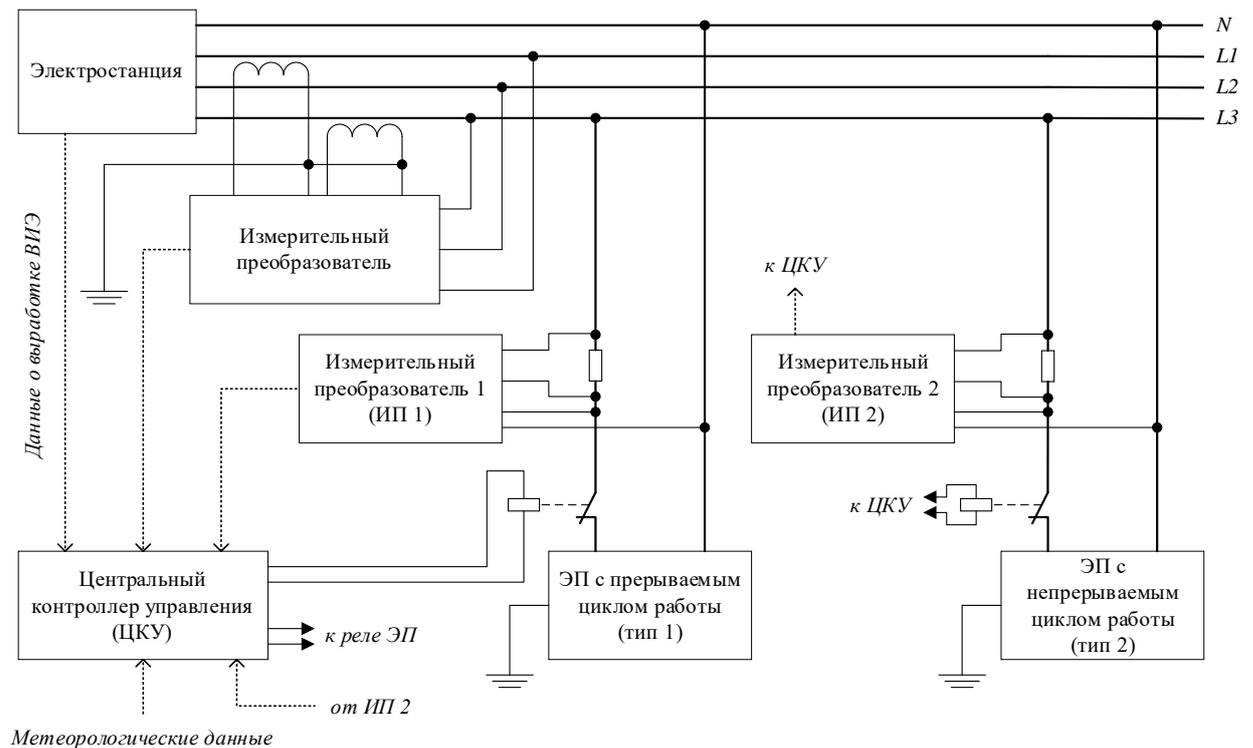


Рисунок 3.5 – Функциональная электрическая схема системы управления электрической нагрузкой в автономном ЭТК с ВИЭ

К распределительной сети подключены ЭП, не участвующие в программе управления спросом (на рисунке 3.5 не показаны) и ЭП, участвующие в программе управления спросом, которые можно классифицировать на ЭП с прерываемым циклом работы (тип 1), а также ЭП с непрерываемым циклом работы (тип 2). ЭП 1 типа должны иметь возможность прерывания цикла работы без участия человека. Для этого в цепь питания простых ЭП, например вентиляторов, нагревателей и т.п., могут устанавливаться релейные модули, отключающие ЭП по сигналу от центрального контроллера управления (ЦКУ), как показано на рисунке 3.5. Если ЭП 1 типа представляет собой сложное устройство с управляющей системой, то необходима разработка специального модуля, подключаемого к системе управления ЭП и размещаемого непосредственно рядом с ним, позволяющего исключить полное прерывание электропитания и осуществлять прерывание цикла работы ЭП путём взаимодействия с системой управления. ЭП 2 типа могут иметь в питающей линии релейный модуль прерывания электропитания, как показано на рисунке 3.5, либо специальный модуль, подключаемый к системе управления ЭП, либо не иметь данных устройств. В последнем случае сигнал о необходимости

отсрочки работы ЭП передаётся пользователю на стационарное или мобильное устройство.

Для участия ЭП в программе управления спросом ЭП регистрируются в системе, при этом указывается разновидность ЭП – вентилятор, двигатель, рефрижератор и т.п. (приложение Е, блок 2). Для ЭП 1 типа (или для разновидности ЭП 1 типа) задаётся разрешённое время выполнения цикла $t_{разр.}$. Предполагается, что ЦКУ идентифицирует включение ЭП.

В соответствии с предлагаемым алгоритмом в системе осуществляется измерение мощности электрической нагрузки, а также мощности генерации ВИЭ (блок 4). Периодичность измерения данных о мощности нагрузки соответствует продолжительности интервала $t_{инт.}$, принимаемого равным 0,5 мин., 1 мин., 3 мин., 5 мин. и более в зависимости от исполнения системы, при этом все данные о мощности на данных интервалах считаются постоянными.

В системе осуществляется приём информации о метеорологической обстановке (блок 5), что позволяет уточнить прогнозирование выработки ВИЭ, осуществляемое в ЦКУ (блок 6). Также ЦКУ получает информацию об электропотреблении ЭП, участвующих в программе управления спросом, от измерительных преобразователей, подключенных к питающим линиям ЭП (блок 7).

Для расчётного интервала (например, следующего после текущего) в ЦКУ определяется дефицит мощности, определяемый по формуле (24). Если для расчётного интервала $D \leq 0$, то никаких действий не осуществляется (блок 8). Если $D > 0$, ЦКУ на основе информации, поступающей с измерительных преобразователей, подключенных к питающим линиям ЭП, участвующих в программе управления спросом, с использованием базы данных или искусственной нейронной сети (ИНС) осуществляет прогнозирование индивидуальных графиков потребления данных ЭП (блок 9). Затем ЦКУ определяет, работу каких ЭП, участвующих в программе управления спросом, целесообразно скорректировать (блок 10).

Выбор ЭП может осуществляться следующим образом. В первую очередь рассматривается ЭП 1 типа, имеющий в расчётный интервал значение мощности нагрузки равное или ближайшее сверху к величине дефицита мощности D , но не превышающее его более, чем на определённую долю дефицита мощности, а при отсутствии такого устройства – с ЭП 1 типа, имеющего в расчётный интервал значение мощности нагрузки ближайшее снизу к величине дефицита мощности. Если теоретический перенос времени работы устройства сокращает суммарный дефицит энергии в пределах горизонта прогнозирования, устанавливаемого от нескольких минут до нескольких часов, то в ЦКУ осуществляется корректировка прогнозируемой суммарной мощности электрической нагрузки и вновь рассчитывается дефицит D в расчётный интервал. Если дефицит в расчётный интервал после по-прежнему положителен, рассчитывается теоретический перенос времени работы следующего устройства с меньшей мощностью нагрузки в расчётный интервал, и действия повторяются. Если дефицит в расчётный интервал после расчёта всех ЭП 1 типа положителен, аналогичным образом осуществляется выбор ЭП 2 типа. При прогнозируемом устранении дефицита мощности рассмотрение других ЭП, участвующих в программе управления спросом и потребляющих электроэнергию в расчётный интервал, приостанавливается.

Для выбранных ЭП определяется оптимальное распределение интервалов работы с учётом $t_{разр}$ (блок 11). Для выбора оптимальных интервалов работы ЭП разработан генетический алгоритм (ГА), представленный в разделе 3.4 диссертационной работы. На релейные модули, установленные в питающих линиях ЭП, или специальные модули, подключенные к системе управления ЭП, или потребителям электроэнергии ЦКУ отправляет команды управления (блок 12). Кроме того, ЦКУ на основе данных о фактическом и прогнозируемом до отправки команд управления электропотреблении ЭП осуществляет контроль исполнения команд (блок 13) и расчёт вклада каждого ЭП в достигнутый технико-экономический эффект (блок 14).

При использовании для прогнозирования индивидуальных графиков нагрузки ЭП ИНС, ИНС должна регулярно переобучаться на новых данных, при

этом обучение происходит на данных, полученных в те интервалы времени, когда команды на изменение режима работы ЭП не подавались.

Следует отметить, что с развитием технологий неинтрузивного мониторинга нагрузки в будущем задача определения с помощью ЦКУ потенциала регулирования электропотребления упростится, а также может отпасть необходимость подключения измерительных преобразователей к питающим линиям ЭП. Неинтрузивный мониторинг нагрузки, т.е. декомпозиция структуры электропотребления по отдельным видам ЭП, в последнее время является предметом исследования в большом числе исследований как отечественных [23, 27], так и зарубежных [89, 94, 117] учёных.

3.4 Моделирование выбора оптимальных интервалов работы электроприёмников с помощью эвристического алгоритма

Для выбора оптимальных интервалов работы ЭП предложено использовать ГА. Пояснение алгоритма выбора оптимальных интервалов работы ЭП с помощью данного алгоритма дано на примере одного из подразделений входной базы «Унчи» компании Полиметалл в Хабаровском крае. С 2019 г. энергоснабжение входной базы обеспечивает гибридный ВДК с ВЭУ мощностью 100 кВт, показанной на рисунке 3.6.



Рисунок 3.6 – ВЭУ мощностью 100 кВт на входной базе «Унчи» [103]

Графики прогнозируемой суммарной мощности электрической нагрузки и выдачи мощности установками на базе ВИЭ представлены на рисунке 3.7.



Рисунок 3.7 – Прогнозируемые графики суммарной мощности электрической нагрузки и мощности генерации ВИЭ

Фактическое время суток для удобства делится на интервалы времени одной длительности, каждый из которых имеет порядковый номер T . Длительность интервалов времени в данном примере принята равной $t_{инт.}=5 \text{ мин.}$ Другим задаваемым временным параметром является разрешённое время выполнения цикла $t_{разр.}=300 \text{ мин.}$ (60 интервалов); расчётный интервал – следующий после текущего интервал.

Пусть индивидуальный график мощности ЭП с прерываемым циклом работы известен и показан на рисунке 3.8.

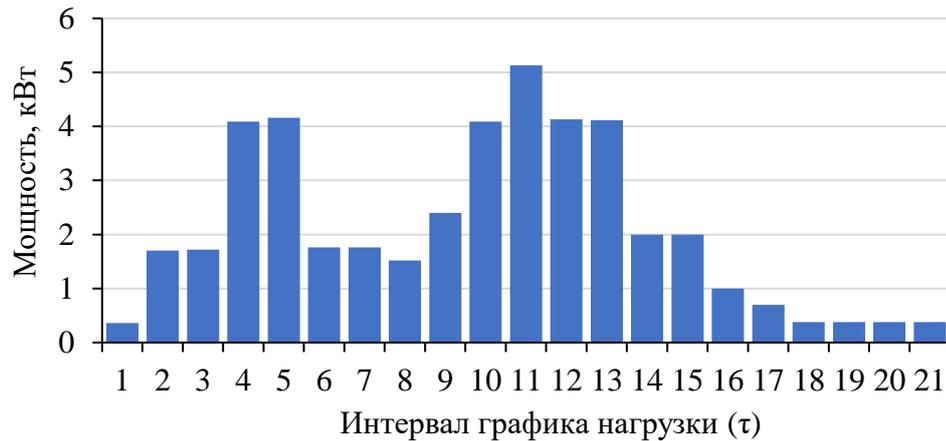


Рисунок 3.8 – Индивидуальный график нагрузки ЭП

Пусть в рассматриваемом примере ЭП включается в интервал времени $T=1$, что фиксируется ЦКУ. Расчётным интервалом является следующий после текущего интервал, т.е. интервал 2, следовательно, ЦКУ сравнивает прогнозируемую суммарную мощность электрической нагрузки и прогнозируемую мощность генерации ВИЭ на интервале $T=2$. Дефицит мощности в расчётный интервал составил 9 кВт. Из числа всех ЭП с прерываемым циклом работы, потребляющих в соответствии с прогнозом электроэнергию на интервале $T=2$, выбирается ЭП, который имеет мощность нагрузки в расчётный интервал, равную 9 кВт, или ближайшую сверху к 9 кВт, но не превышающую её на определённую долю (например, 15%), т.е. 10,4 кВт. При отсутствии такого ЭП рассматривается ЭП с прерываемым циклом работы, имеющий в расчётный интервал ближайшее снизу к величине дефицита мощности значение мощности нагрузки. Затем расчёт продолжается для ЭП с непрерывным циклом работы. Пусть для участия в событии управления спросом выбран ЭП с прерываемым циклом работы, график нагрузки которого показан на рисунке 3.8.

ГА определяет оптимальное распределение интервалов работы ЭП с прерываемым циклом работы по критерию минимизации дефицита мощности после распределения интервалов следующим образом.

Сначала случайным образом формируется поколение, состоящее из x индивидов. Индивид представляет собой возможный вариант работы ЭП в формате $[T_1, T_2, \dots, T_\tau]$, где T – номер интервала времени, τ – количество интервалов графика нагрузки ЭП. В рассматриваемом примере $\tau=21$. Для каждого индивида

рассчитывается целевая функция – дефицит активной мощности. Из первого поколения выбирается набор лучших индивидов, из которого путём комбинирования частей индивидов и изменения значений T формируются x новых индивидов второго поколения. В течение нескольких поколений ГА находит индивида с лучшим значением целевой функции.

При использовании в качестве целевой функции дефицита активной мощности в последних поколениях ГА находится множество лучших индивидов с одинаковым значением целевой функции, представляющих собой упорядоченные последовательности оптимальных интервалов времени:

Индивид 1: [6, 8, 9, **16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23**, 34, 45, **53, 54**, 55, 56, 57, 58, 59, 60]

Индивид 2: [1, 3, 5, **16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23**, 28, 49, **53, 54**, 55, 56, 57, 58, 59, 60]

...

Первостепенным в данных последовательностях является отнесение интервалов графика нагрузки ЭП к интервалам времени, на которых до распределения интервалов мощность генерации ВИЭ превышала мощность нагрузки. Так, четвёртый интервал графика нагрузки ЭП ($\tau=4$) должен приходиться на интервал времени $T=16$, пятый интервал графика нагрузки ($\tau=5$) – на интервал времени $T=17$, а четырнадцатый интервал графика нагрузки ($\tau=14$) – на интервал времени $T=53$. Пусть данные интервалы времени называются задающими. Другие интервалы графика нагрузки могут смещаться в границах, обозначенных задающими интервалами, а также последним рассматриваемым для переноса интервалом – при этом не будет наблюдаться изменения целевой функции. Целесообразно осуществить постобработку результатов ГА, упорядочив интервалы графика нагрузки, не отнесённые к задающим интервалам времени. Это может быть сделано различным образом – смещением их влево (вариант показан на рисунке 3.9):

[1, 2, 3, **16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23**, 24, 25, **53, 54**, 55, 56, 57, 58, 59, 60],

отнесением их к интервалам времени с наименьшим прогнозируемым дефицитом до распределения:

[3, 14, 15, **16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23**, 24, 33, **53, 54**, 55, 56, 57, 58, 59, 60],

отнесением их к интервалам времени с наибольшим прогнозируемым дефицитом до распределения:

[6, 7, 13, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 47, 48, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60] и т.д.

Прогнозируемый график суммарной мощности нагрузки с учётом оптимизированного прогнозируемого графика ЭП, а также график генерации ВИЭ в результате работы алгоритма примет вид, показанный на рисунке 3.9.

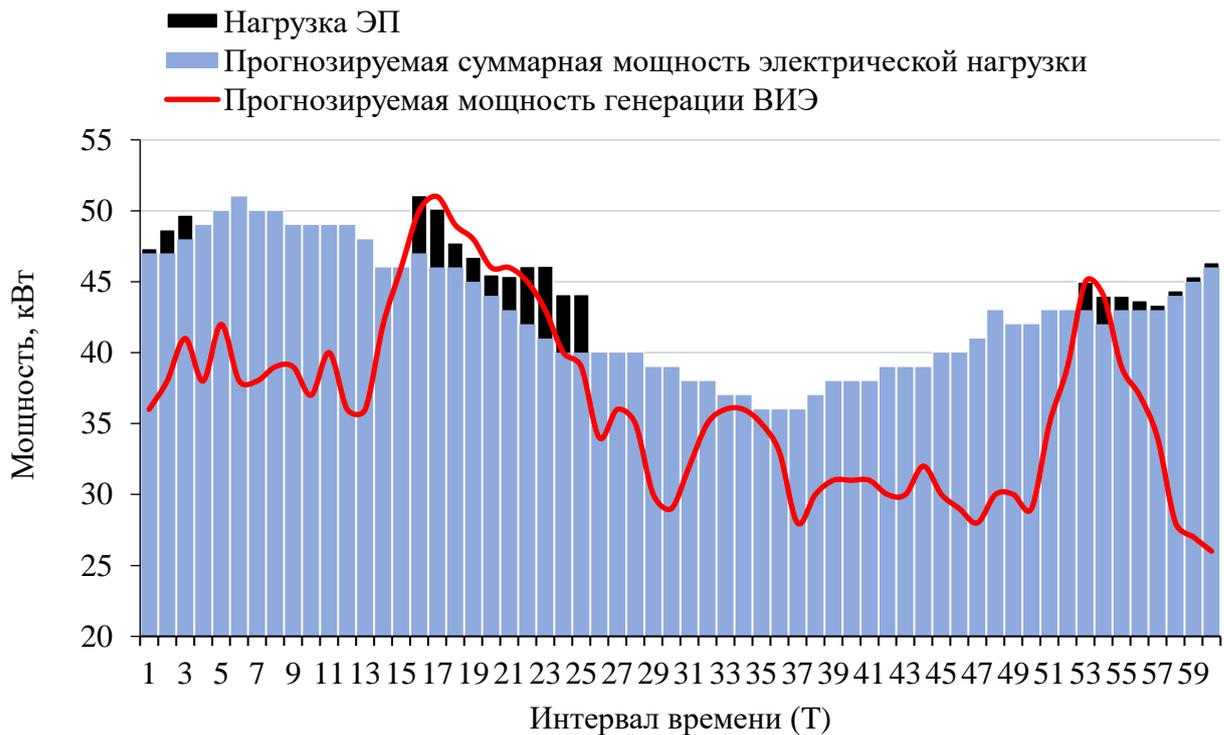


Рисунок 3.9 – Оптимизированный прогнозируемый график суммарной мощности и прогнозируемый график мощности генерации ВИЭ

В результате произведённой оптимизации суммарная не покрытая ВИЭ мощность нагрузки на рассматриваемых 60 интервалах составила 62,8 кВт·ч, в то время как без управления спросом на электроэнергию она составила бы 64 кВт·ч. Следует отметить, что простой алгоритм, распределяющий интервалы графика нагрузки ЭП с прерываемым циклом работы путём нахождения в пределах горизонта прогнозирования интервалов с наименьшим дефицитом мощности не обеспечивает нахождение оптимального распределения. Алгоритм прямого перебора, гарантирующий нахождение решения, применять затруднительно, т.к. число возможных распределений интервалов является количеством сочетаний, в

рассматриваемом примере при $n=60$ и $k=21$ превышает $7 \cdot 10^{15}$ исходов и в общем случае вычисляется по формуле (25):

$$C_n^k = \frac{n!}{(n-k)!k!}. \quad (25)$$

В соответствии с результатами предварительного анализа состава технологического оборудования и основных режимов его работы, порядка 10% суточного электропотребления входной базы Унчи может быть смещено в пределах 5 часов (электроприборы с прерываемым циклом). Суточное электропотребление базы в летние месяцы составляет порядка 900 кВт·ч, таким образом, потенциал смещения нагрузки составляет порядка 90 кВт·ч/сут. Моделирование было осуществлено для ЭП с электропотреблением за цикл работы 4,2 кВт·ч, при этом количество электроэнергии, вырабатываемой ДЭС, уменьшилось на 1,2 кВт·ч. Таким образом, можно предполагать, что в условиях входной базы «Унчи» выработка ДЭС может снизиться на 25,2 кВт·ч/сут., что эквивалентно снижению потребления ДТ приблизительно на 6,3 кг/сут. или, при стоимости ДТ 50 руб./кг и удельном расходе ДТ 0,25 кг/кВт·ч, снижению затрат на энергоснабжение на 115 тыс. руб. ежегодно.

Таким образом, применение алгоритма управления нагрузкой повышает энергоэффективность автономного ЭТК с ВИЭ, т.к. достигается сокращение расхода топлива электростанцией за счёт увеличения доли полезно используемой энергии, вырабатываемой электроустановками на базе ВИЭ.

3.5 Физическое моделирование предиктивного управления электрической нагрузкой

С целью подтверждения работоспособности предложенного алгоритма выбора оптимальных интервалов работы ЭП в рамках диссертационного исследования в лабораториях низковольтного оборудования Schneider Electric было произведено физическое моделирование управления электрической нагрузкой.

Схема информационного взаимодействия компонентов лабораторного стенда показана на рисунке 3.11.

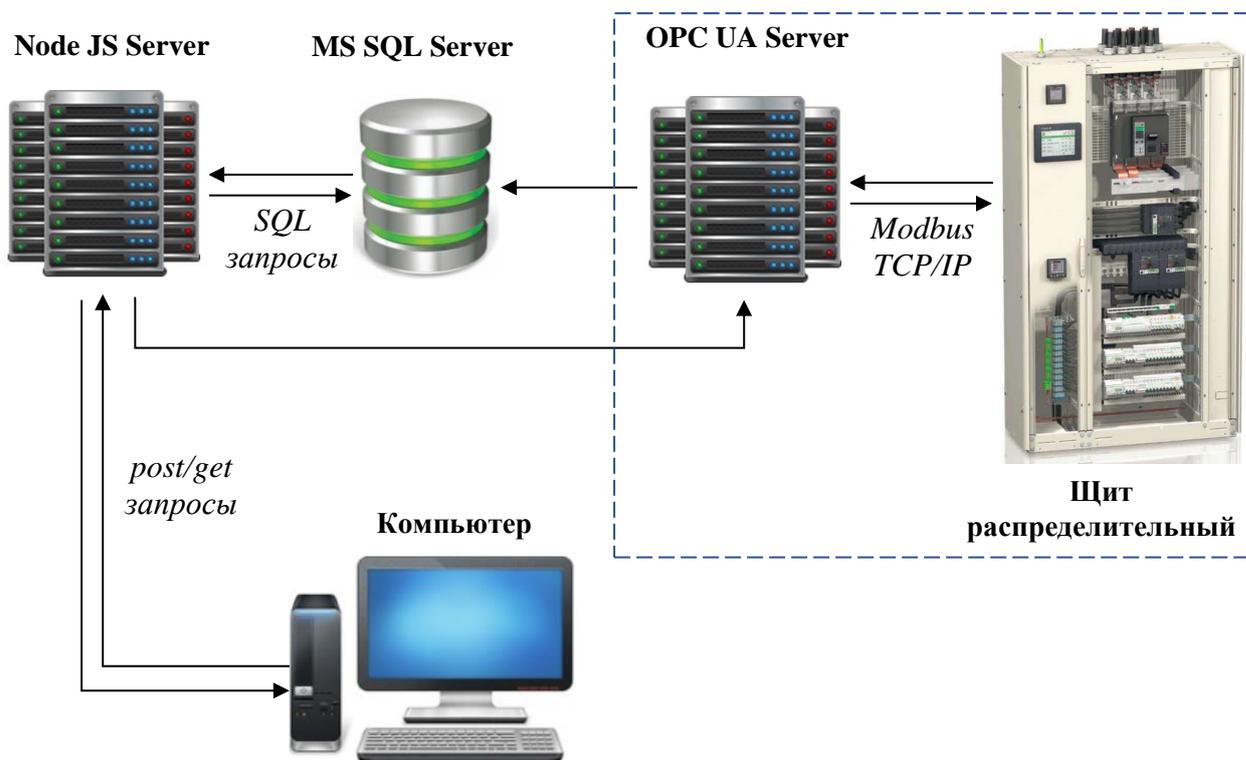


Рисунок 3.11 – Информационная структурная схема лабораторного стенда

Все регистрируемые датчиками Schneider Electric параметры (напряжение, ток, частота, коэффициент мощности, небаланс токов и напряжений и т.п.) и состояния низковольтного оборудования распределительного щита через протокол *Modbus TCP/IP* с помощью *OPC UA* сервера сохраняются в базе данных *MS SQL Server*. Оттуда необходимая информация при отправке запросов с компьютера передаётся на *NodeJS* сервер и выводится в приложение на компьютере или мобильном устройстве.

В соответствии с планом эксперимента, на сервер (*NodeJS Server*) загружаются данные синтезированных графиков мощности генерации ВИЭ и суммарной мощности электрической нагрузки (без рассматриваемого ЭП), показанных на рисунке 3.12 (а). На рисунке 3.12 (а) точками на кривой показаны интервалы времени, на которых мощность генерации ВИЭ превышает мощность суммарной нагрузки (без рассматриваемого ЭП). Также на сервер загружаются данные индивидуального графика мощности электропотребления ЭП, показанного

на рисунке 3.12 (б). Код ГА на языке программирования Python хранится на компьютере.

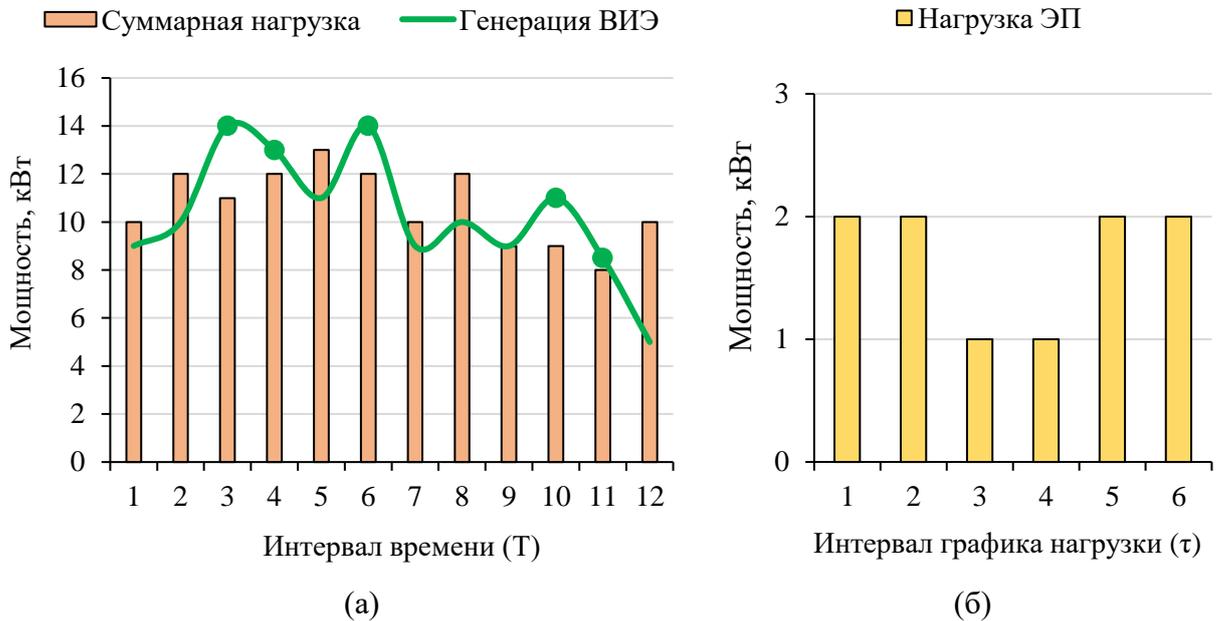


Рисунок 3.12 – Синтезированные графики: а – мощности генерации ВИЭ и суммарной мощности электрической нагрузки (без рассматриваемого ЭП),

б – нагрузки ЭП

Пользователь включает электрическую нагрузку, информация об этом поступает в программу, написанную на языке *JavaScript* и хранящуюся в *NodeJS Server*. Сервер отправляет *get* запрос, запускающий ГА, который возвращает информацию об оптимальных интервалах работы ЭП на сервер. *NodeJS Server* отправляет информацию об определённых интервалах работы на *OPC UA* сервер, работающий в локальной сети распределительного щита.

Продолжительность интервалов, на протяжении которой все электрические параметры считаются постоянными, была принята равной 30 секундам. Отсчёт интервалов времени T в ходе эксперимента запускался в компьютерной программе вручную, однако в реальных условиях эксплуатации интервалы времени могут начинать отсчёт в момент начала суток и должны быть привязаны к фактическому времени.

При включении ЭП на интервале времени $T=1$ происходит непродолжительная работа ЭП в течение около 3 с, после чего ЭП отключается, т.к.

ГА находит более оптимальную расстановку интервалов работы устройства: [2, 3, 4, 5, 6, 10]. В этом случае итоговый график мощности показан на рисунке 3.13.

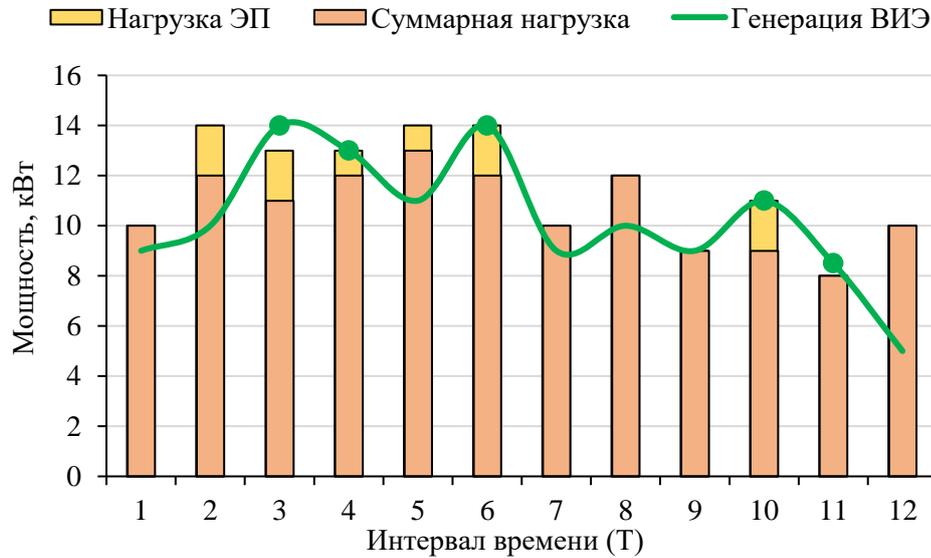


Рисунок 3.13 – Итоговый график мощности нагрузки и генерации ВИЭ при работе ГА

Следует отметить, что использование как можно большего числа интервалов, на которых мощность генерации ВИЭ больше суммарной мощности нагрузки (без рассматриваемого ЭП) не даёт оптимального решения. Так, в случае [3, 4, 5, 6, 10, 11] используются все интервалы времени с изначальным избытком мощности генерации ВИЭ, однако электропотребление, не обеспечиваемое ВИЭ, больше на 3,1%. При отсутствии системы управления электрической нагрузкой работа ЭП с момента включения приведёт к увеличению электропотребления на 18,8% относительно найденного оптимального варианта. Фактический график мгновенной активной мощности нагрузки ЭП при оптимальном распределении интервалов работы и показан на рисунке 3.14.

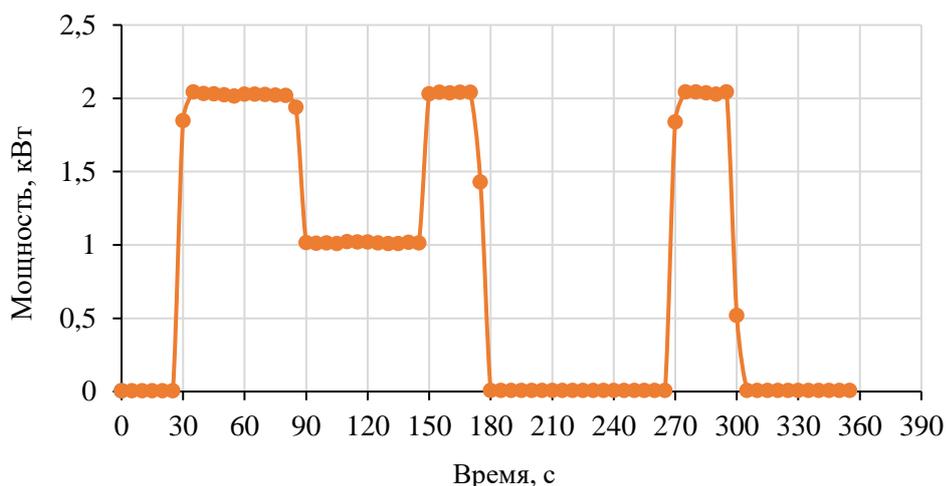


Рисунок 3.14 – Фактический график мощности нагрузки ЭП при оптимальном распределении интервалов работы

3.6. Выводы к главе 3

1. Предложен алгоритм смещения электрической нагрузки для оценки потенциала технологии управления спросом, применённый в условиях населённого пункта Новиково на о. Сахалин. Установлено, что при смещении времени работы электрической нагрузки на время до 2 часов относительное снижение не покрываемой ВИЭ мощности нагрузки составляет 2,1%, а на время до 1 часа – 1,25%. Кроме того, увеличение максимальной доли переносимой за интервал нагрузки более 40% практически не сказывается на технико-экономических показателях ЭТК.

2. Произведена оценка изменения оптимальных параметров состава источников генерации и накопителей при реализации управления электрической нагрузкой в условиях автономного ЭТК посёлка Новиково. При конфигурации ЭТК D/W/PV+В использование предложенного алгоритма управления нагрузкой приводит к возможности сокращения ёмкости СНЭ на 12,5%, что улучшает все экономические показатели ЭТК, но ухудшает экологический показатель, а при конфигурации ЭТК без СНЭ – улучшает все рассматриваемые показатели работы ЭТК.

3. Разработан способ управления электрической нагрузкой в автономных ЭТК с ВИЭ, отличающийся применением эвристического алгоритма выбора

интервалов работы ЭП. Показано, что разработанный алгоритм управления электрической нагрузкой приводит к повышению энергоэффективности автономного ЭТК за счёт снижения расхода ДТ для нужд электроснабжения: в условиях входной базы «Унчи» компании Полиметалл в Хабаровском крае наличие в составе нагрузки ЭП с прерываемым циклом работы, обеспечивающих 10% суточного электропотребления, снижение потребления ДТ может составить 6,3 кг/сут при общем расходе 225 кг/сут (-2,8%).

4. Осуществлены экспериментальные исследования по дистанционному управлению электрической нагрузкой с применением эвристического алгоритма в лаборатории низковольтного оборудования Schneider Electric, подтверждена работоспособность алгоритма.

ГЛАВА 4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

4.1 Разработка и моделирование алгоритма управления источниками генерации и накопителями в граничных режимах на базе нечёткой логики

В процессе работы ДЭС, особенно при использовании ВИЭ, могут возникать граничные режимы с частыми пусками и остановами ДГУ. Кроме того, при пуске на непродолжительное время высока вероятность работы ДГУ с низким коэффициентом загрузки. На рисунке 4.1 схематично показаны причины и последствия тяжёлых режимов работы ДГУ.

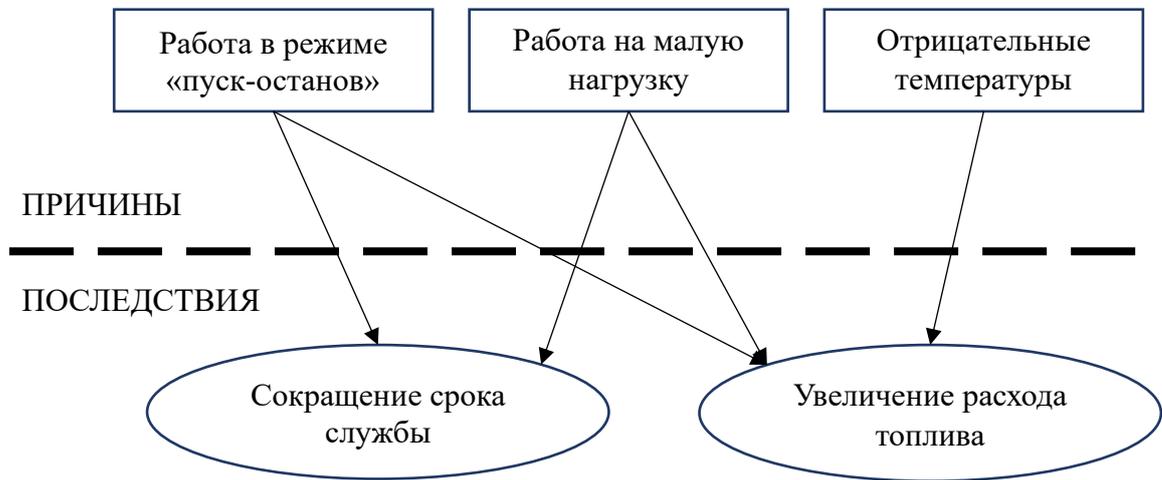


Рисунок 4.1 – Причины и последствия тяжёлых режимов работы ДГУ

В автономных ЭТК, включающих ДЭС, следование рекомендациям ГОСТ Р 53987–2010 (ИСО 8528–1:2005) по ограничению средней мощности нагрузки ДГУ в течение 24 часов на уровне 70% от основной мощности (RPR) позволяет снизить число переключений ДГУ [12]. Однако при значительной установленной мощности ВИЭ проблема остаётся актуальной.

Для сокращения количества пусков ДГУ с последующей непродолжительной работой на малую нагрузку был предложен следующий алгоритм [40]. За основу взят способ управления ДГУ, предложенный в [39], где рассматривается система с двумя ДГУ различной мощности. В соответствии с ним, если мощность нагрузки не превышает значение мощности, при котором удельные расходы топлива ДГУ

равны, подключается ДГУ меньшей мощности, если мощность нагрузки превышает значение мощности, при котором удельные расходы топлива ДГУ равны, подключается ДГУ большей мощности, а ДГУ меньшей мощности отключается, если же мощность нагрузки превышает значение мощности, при котором расход топлива ДЭС одинаков при работе одной ДГУ большей мощности или двух ДГУ, то одновременно с ДГУ большей мощности подключается ДГУ меньшей мощности и нагрузка распределяется между ними.

Суть предлагаемого решения заключается в следующем. Предусматривается отдельный блок АБ, предназначенных для минимизации числа пусков и остановов ДГУ. В процессе функционирования системы осуществляется прогнозирование выработки энергии применяемыми ВИЭ в ближайшие интервалы времени, а также прогнозирование электропотребления в ближайшие интервалы времени. В случае, если возникает необходимость включения ДГУ, контроллер на основе информации о прогнозируемой выработке ВИЭ и электропотреблении, а также о текущем уровне заряда АБ вычисляет индекс целесообразности включения АБ (ИЦВА), лежащий в диапазоне от 0 до 1. При $ИЦВА < 0,5$ подключение аккумуляторов не осуществляется, а при $ИЦВА \geq 0,5$ осуществляется подключение блока АБ. Алгоритм управления ДГУ и блоком АБ для случая с двумя ДГУ различной мощности представлен в приложении Ж.

Моделирование работы алгоритма осуществлено для условий населённого пункта Новиково. В программном комплексе MATLAB была составлена имитационная модель, позволяющая осуществлять моделирование изменения энергетического баланса системы, представленная на рисунке 4.2.

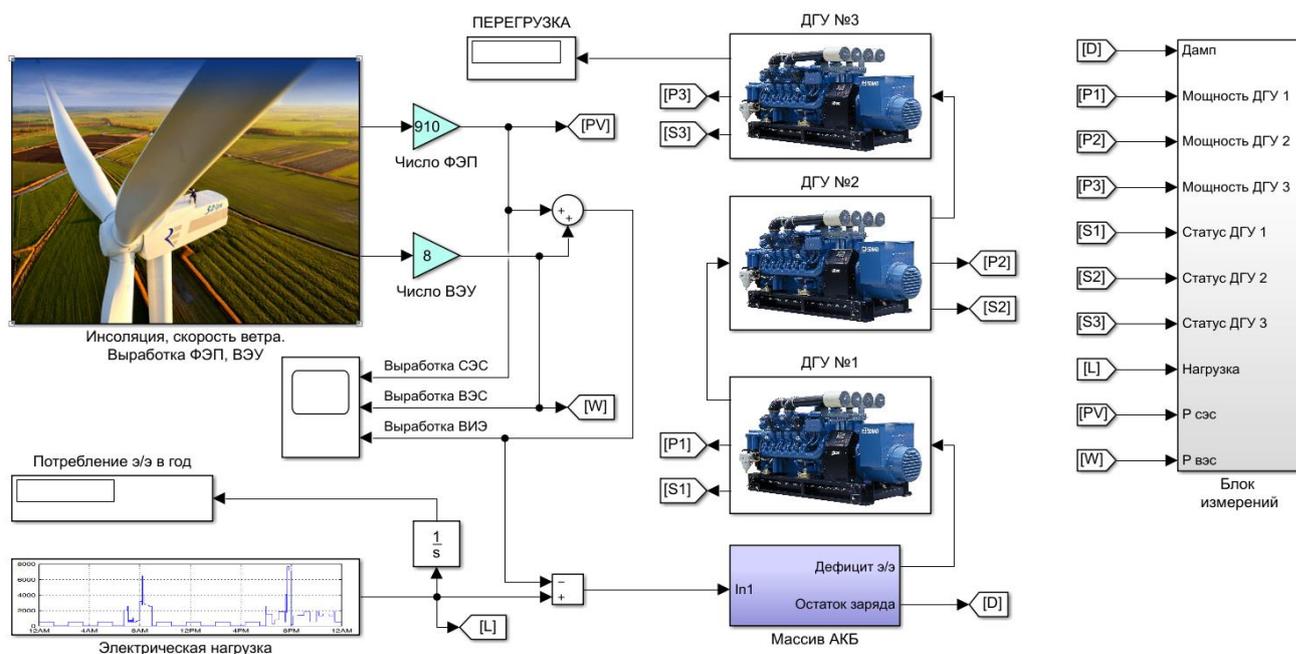


Рисунок 4.2 – Имитационная модель в программе MATLAB Simulink

На основе исходных данных осуществлено имитационное моделирование работы ДГУ в течение года. Диаграмма работы ДГУ показана на рисунке 4.3.

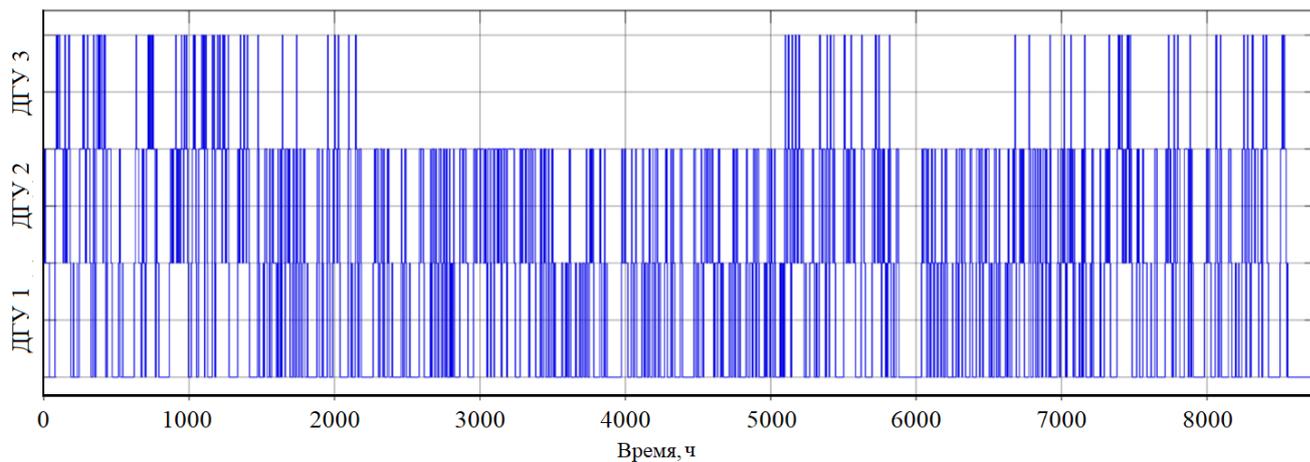


Рисунок 4.3 – Диаграмма работы трёх ДГУ

Информация о включениях ДГУ, включениях с последующей работой не более 1 часа и включениях с последующей работой не более 1 часа на нагрузку, не превышающую 10 кВт, представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Включения ДГУ многоагрегатной ДЭС

	ДГУ 1 (240 кВт)	ДГУ 2 (140 кВт)	ДГУ 3 (70 кВт)
Всего включений	179	429	629

Продолжение таблицы 4.1

Включений с последующей работой не более 1 часа	27	149	246
Включений с последующей работой не более 1 часа на нагрузку не более 10 кВт	0	20	58

Выработка ДЭС при конфигурации ЭТК D/W/PV+B составила 521 тыс. кВт·ч, потребление дизельного топлива составило 121 тонну.

Для реализации логической части алгоритма было решено использовать методы нечёткой логики, удобные при построении систем управления с предикторами, имеющими различную значимость (и веса). На вход нечёткого регулятора, в соответствии с упрощённым способом реализации системы, поступает информация о текущей величине скорости ветра и инсоляции, а также о прогнозе электропотребления. Также было сделано допущение, что при расчёте ИЦВА не учитывается текущий заряд блока АБ. Модель нечёткого регулятора показана на рисунке 4.4.

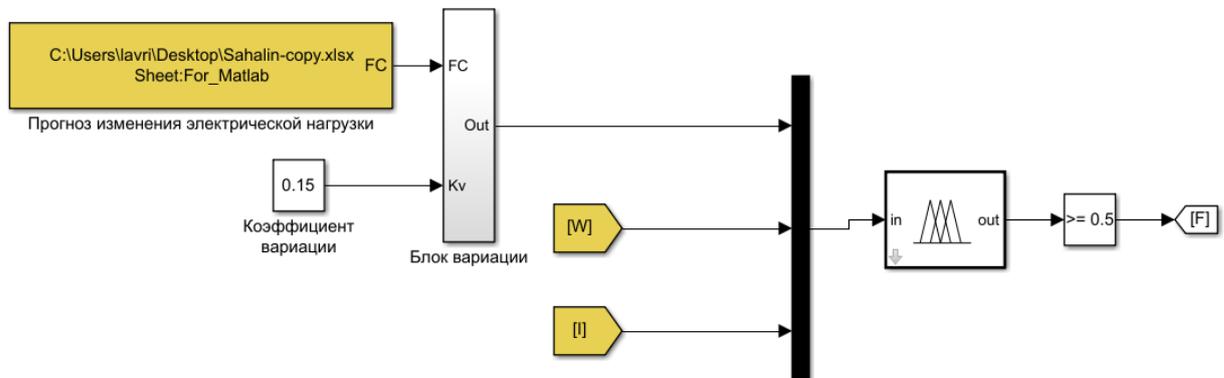


Рисунок 4.4 – Имитационная модель нечёткого регулятора

В качестве прогнозных данных об электропотреблении брались значения нагрузки в следующий час с искусственно наложенным случайным отклонением до 15% от истинного значения, за счёт чего моделировалось применение системы прогнозирования электропотребления со средней абсолютной ошибкой в процентах (MAPE), равной 15%.

Были составлены функции принадлежности лингвистических переменных «прогноз потребления», «текущая скорость ветра», «текущая инсоляция», а также «выход регулятора».

Термами, или возможными значениями лингвистической переменной «прогноз потребления», являются лингвистические оценки VN (очень негативный), N (негативный), P (позитивный), VP (очень позитивный). Функция принадлежности прогноза электропотребления показана на рисунке 4.5.

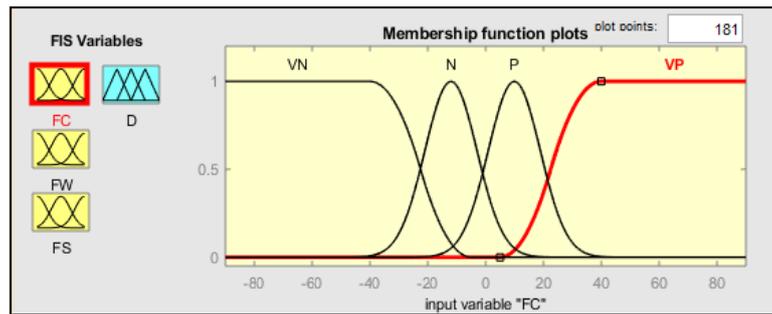


Рисунок 4.5 – Функция принадлежности прогноза электропотребления

Термами, или возможными значениями лингвистической переменной «текущая скорость ветра», являются лингвистические оценки VL (очень низкая), L (низкая), H (высокая), VH (очень высокая). Функция принадлежности текущей скорости ветра показана на рисунке 4.6.

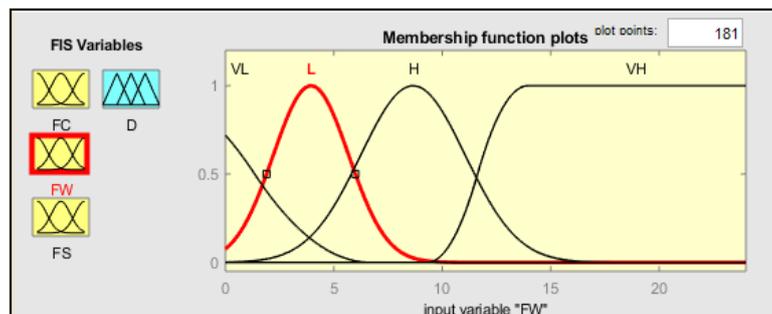


Рисунок 4.6 – Функция принадлежности текущей скорости ветра

Термами, или возможными значениями лингвистической переменной «текущая инсоляция», являются лингвистические оценки L (низкая), M (средняя), H (высокая). Функция принадлежности текущей инсоляции показана на рисунке 4.7.

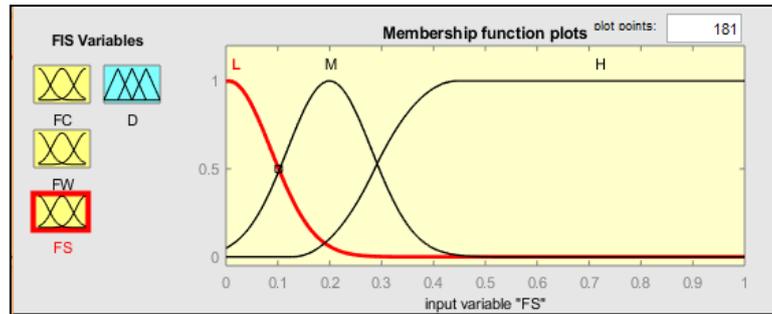


Рисунок 4.7 – Функция принадлежности текущей инсоляции

Термами, или возможными значениями лингвистической переменной «выход регулятора», являются лингвистические оценки ND (отрицательное решение решение) и PD (положительное решение). Функция принадлежности выхода нечёткого регулятора показана на рисунке 4.8.

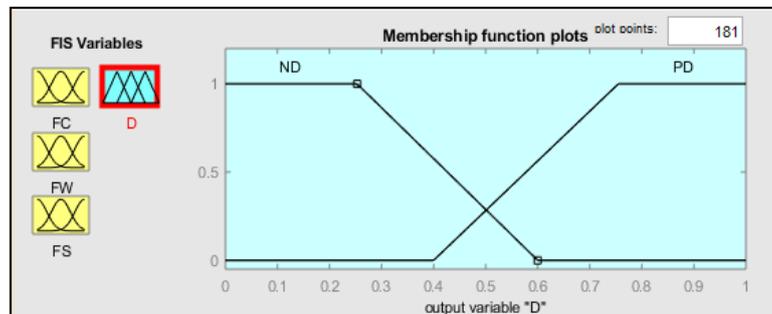


Рисунок 4.8 – Функция принадлежности выхода нечёткого регулятора

Также была составлена база правил нечеткого регулятора, состоящая из 11 правил следующего формата:

ЕСЛИ прогноз потребления (HE) очень негативный / негативный / позитивный / очень позитивный И/ИЛИ текущая скорость ветра (HE) очень низкая / низкая / высокая / очень высокая И/ИЛИ прогнозная солнечная радиация (HE) низкая / средняя / высокая ТОГДА решение = отрицательное / положительное.

Работа базы правил нечеткого регулятора показана на рисунке 4.9. При прогнозируемом снижении потребления на 2 кВт (первый столбец), текущей скорости ветра 6,2 м/с (второй столбец) и солнечной радиации 0 кВт/м² (третий столбец), расчетное значение ИЦВА составило 0,586 (четвертый столбец), что соответствует решению о подключении блока АБ к сети переменного тока при возникновении дефицита активной мощности.

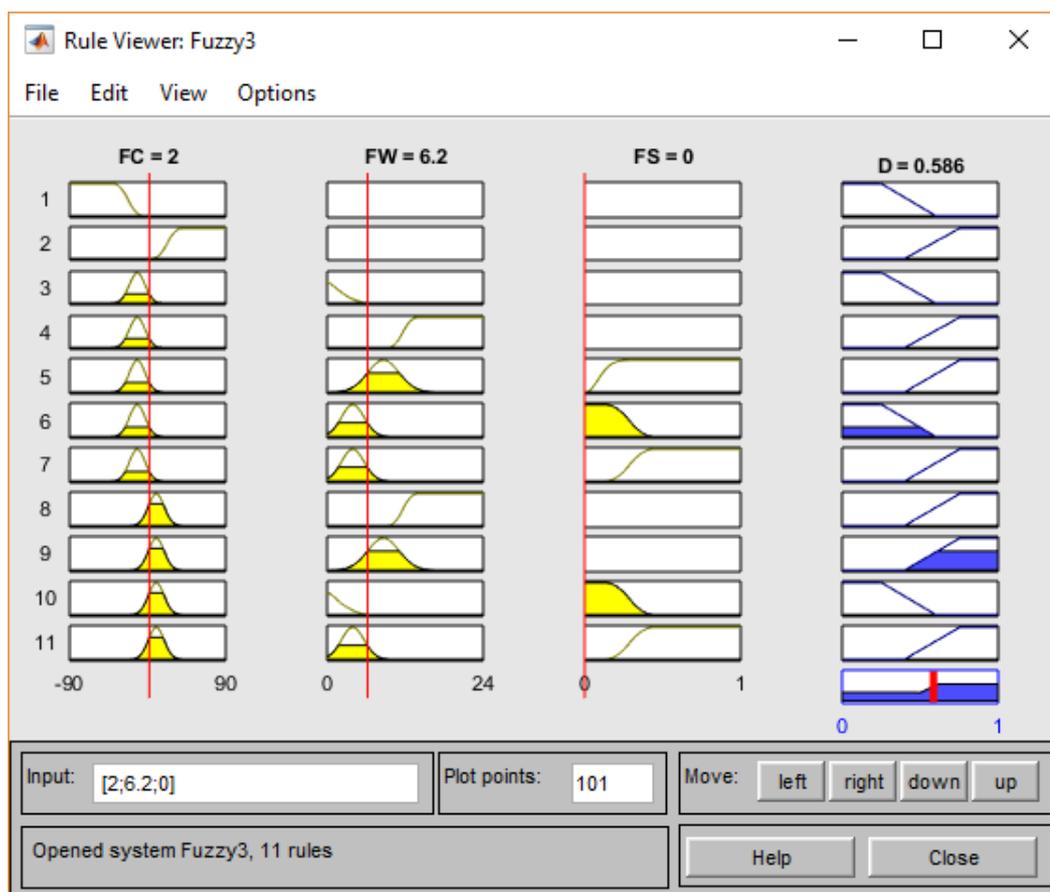


Рисунок 4.9 – Принцип формирования выходной переменной с помощью базы правил нечёткого регулятора

Результат моделирования работы системы с предлагаемым способом управления приведен на рисунке 4.10. На верхней диаграмме показан статус работы ДГУ при отсутствии реализации предлагаемого алгоритма, причем 0 соответствует выключенному состоянию ДГУ, а 1 – включенному. На второй диаграмме показана мощность нагрузки, которую обеспечивает ДГУ. На третьей диаграмме показаны вычисляемые нечётким регулятором значения ИЦВА. На нижней диаграмме показан статус работы ДГУ при реализации предлагаемого алгоритма.

Из рисунка 4.10 видно, что в период между 3750-м и 3760-м часом ДГУ осуществляла два включения с продолжительностью последующей работы не более 1 часа, причём оба интервала характеризуются работой на малую нагрузку. В результате реализация предлагаемого способа позволила исключить данные пуски и остановки, уменьшив расход ДТ и продлив срок службы ДГУ.

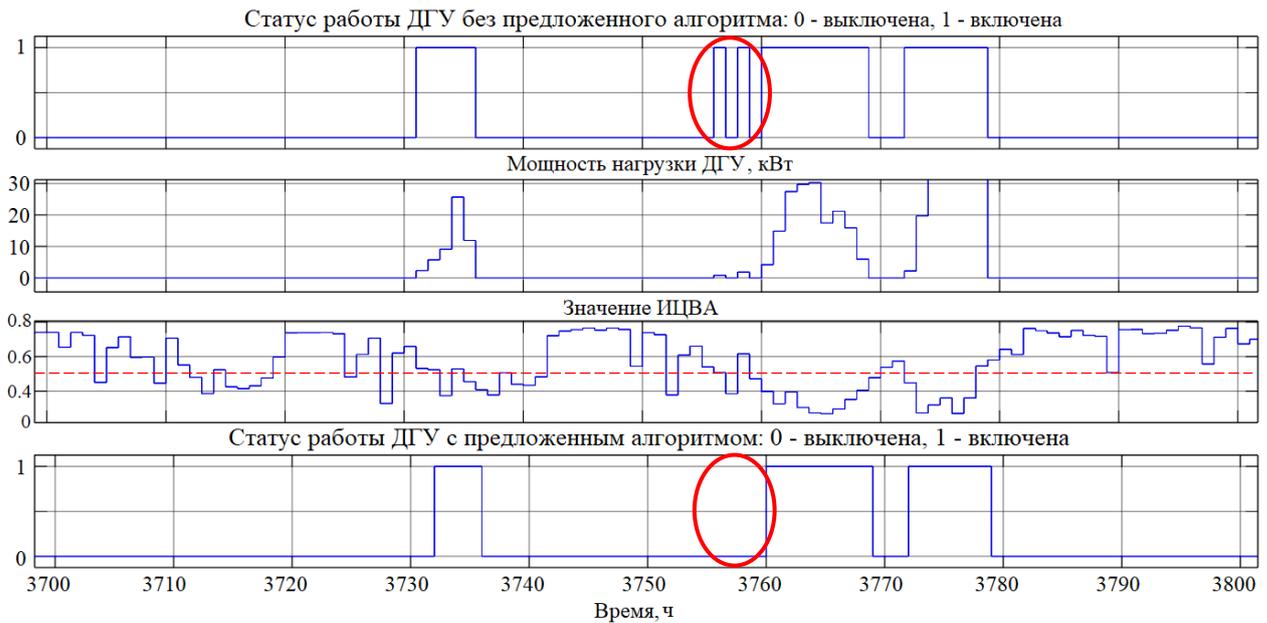


Рисунок 4.10 – Диаграммы, поясняющие режим работы ДГУ без предлагаемого алгоритма и с предлагаемым алгоритмом

На рисунке 4.10 можно наблюдать также уменьшение продолжительности работы ДГУ в интервале с 3730 до 3740 ч. Поскольку возникла необходимость включения ДГУ, на основе ИЦВА, который превышал 0,5, регулятор дал сигнал на подключение АБ, однако емкости АБ не хватило, и ДГУ пришлось включиться в работу. Это произошло по одной или нескольким причинам одновременно: прогнозируемое снижение нагрузки сменилось затем её ростом, уменьшилась скорость ветра, уменьшилась инсоляция.

Таким образом, применение предложенного алгоритма позволяет продлить срок службы ДГУ до очередного капитального ремонта за счёт уменьшения количества пусков ДГУ с последующей непродолжительной работой на малую нагрузку.

4.2 Прогнозирование графиков выдачи мощности ветроэлектростанцией

Прогнозирование графиков выдачи мощности ВИЭ можно осуществлять путём прогнозирования временных рядов: для ВЭС – ряда скорости ветра или выработки ВЭС, для ФЭС – ряда падающей солнечной радиации или выработки ФЭС. Основными способами прогнозирования временных рядов являются регрессионные методы [38] и методы на основе ИНС [41, 72].

Прогнозирование выработки ВИЭ в составе ЭТК представляется непростой задачей ввиду малого количества предикторов и сложности получения качественного метеорологического прогноза. В качестве основных предикторов выступают ретроспективные значения прогнозируемого временного ряда.

Количество ретроспективных значений временного ряда, которые целесообразно учитывать для повышения точности прогноза, можно оценить путём построения частной автокорреляционной функции временного ряда (*PACF*), характеризующей «чистую» корреляцию между значениями временного ряда y_t и y_{t+k} при исключении влияния промежуточных значений $y_{t+1}, \dots, y_{t+k-1}$. На рисунке 4.11 показан годовой ход скорости ветра с шагом 1 час на высоте 32 м в 2019 г. на входной базе «Унчи» компании Полиметалл в Хабаровском крае.

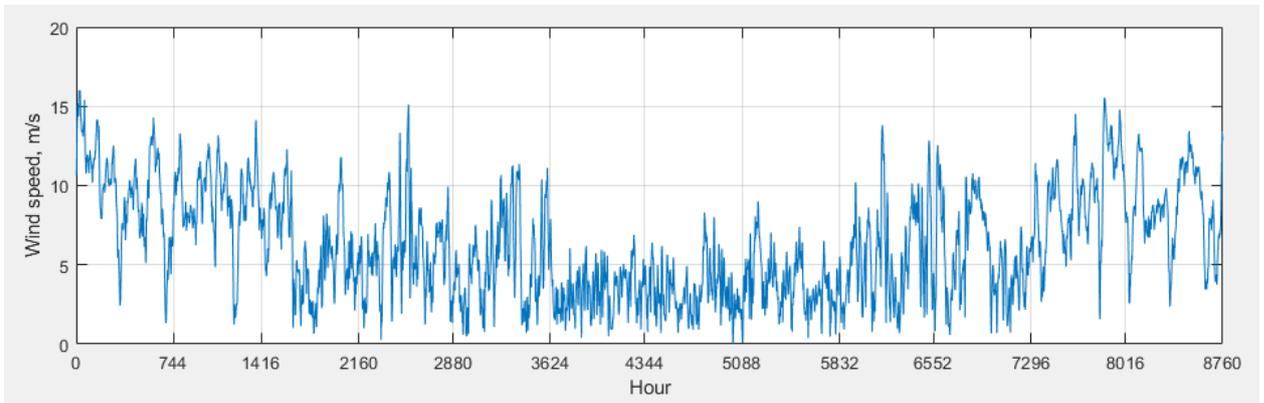


Рисунок 4.11 – Годовой ход скорости ветра с шагом 1 час на высоте 32 м. в 2019 г. на месторождении Светлое, Хабаровский край

Коррелограмма *PACF* для рассматриваемого временного ряда построена в программном пакете *MATLAB* и показана на рисунке 4.12. По оси абсцисс коррелограммы на рисунке 4.12 отложены лаги временного ряда, а по оси ординат – значения частной автокорреляционной функции.

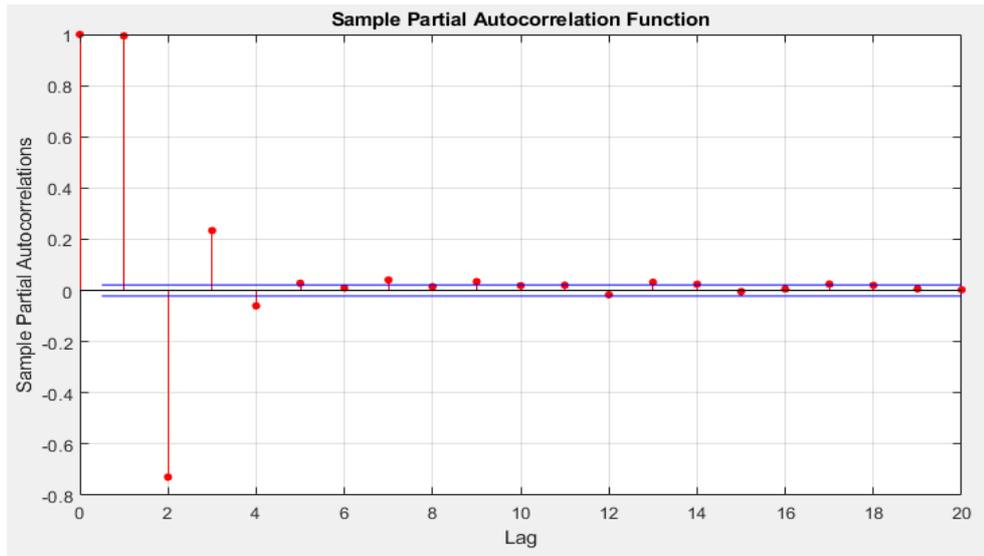


Рисунок 4.12 – Коррелограмма частной автокорреляционной функции временного ряда

Анализ коррелограммы на рисунке 4.12 позволяет сделать вывод о том, что в рассматриваемом случае при прогнозировании скорости ветра целесообразно учитывать четыре последних значения скорости ветра, т.к. величина PACF для лагов от 1 до 4 существенно больше 0 и превышает величину доверительного интервала [88].

В рамках диссертационной работы была построена модель прогнозирования временного ряда скорости ветра на основе ИНС типа «многослойный персептрон» в программном комплексе MATLAB. Для прогнозирования следующего значения временного ряда на основе нескольких предыдущих значений ряда использовалась ИНС на основе нелинейной авторегрессии.

Для нахождения оптимальной структуры ИНС различных конфигураций целесообразно обучить несколько раз, а затем сравнить результаты. В качестве обучающей выборки использован массив с почасовыми значениями скорости ветра за 2019 г. Данная обучающая выборка с помощью встроенных функций MATLAB автоматически разбивается на 3 части:

- 70% используется для обучения ИНС;
- 15% используется для валидации ИНС. Параллельно с обучением осуществляется валидация ИНС, необходимая для остановки обучения при возрастании среднеквадратичной ошибки (СКО) вследствие переобучения ИНС

(нахождения в обучающей выборке несуществующих в генеральной совокупности закономерностей);

- 15% используется для тестирования ИНС.

Также было предусмотрено несколько независимых контрольных тестов. В качестве выборок для них использованы временные ряды скорости ветра за 2018, 2017, 2016 и 2015 годы. Контрольные тесты необходимы, поскольку 15% обучающей выборки, предназначенные для тестирования, не могут использоваться при оценке точности нескольких ИНС. Дело в том, что при обучении нескольких ИНС обучающая выборка делится на 3 части случайным образом, и данные из тестовой части одной ИНС неизбежно попадают в обучающую часть других ИНС.

Программный код в программном комплексе MATLAB показан в приложении И.

Для подтверждения или опровержения вывода о целесообразности использования 4 ретроспективных значений скорости ветра для прогнозирования её следующего значения было осуществлено 100-кратное обучение ИНС с одним скрытым слоем, содержащим от 1 до 8 нейронов, для числа ретроспективных данных от 2 до 6. Оценка точности ИНС была осуществлена с помощью тестовых данных за 2014-2018 гг. путём определения СКО. СКО для ИНС различной конфигурации показаны в приложении К. Моделирование ИНС с числом участвующих в прогнозе предыдущих значений ряда $d=1$ не имеет смысла, т.к. в этом случае ИНС не учитывает динамику и направление изменения значений скорости ветра. В приложении К также не приводятся результаты моделирования ИНС с $d>6$, т.к. это ни в одном из случаев не привело к уменьшению ошибки.

Анализ результатов, представленных в приложении К, показывает, что наименьшая средняя по 100 обученным ИНС СКО, усреднённая за 5 лет, получена при следующей конфигурации сети: $n=7$, $d=4$. Модель прогнозирования скорости ветра, созданная в программном пакете MATLAB, показана на рисунке 4.13.

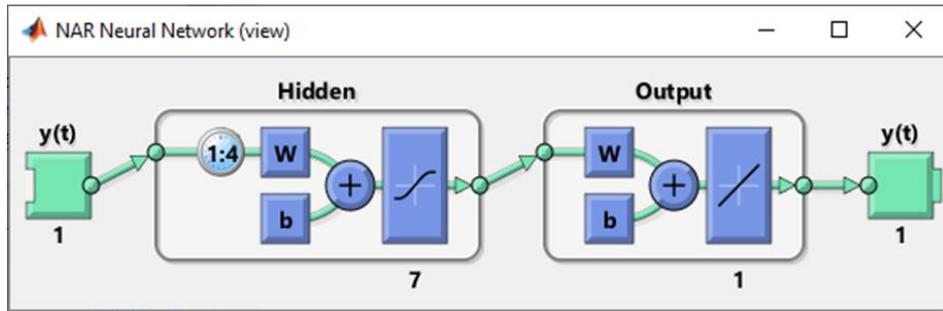


Рисунок 4.13 – Модель ИНС типа «многослойный персептрон» для прогнозирования скорости ветра на основе ретроспективных значений ряда

В качестве примера на рисунке 4.14 показан полученный прогноз скорости ветра «на час вперёд» в течение суток.

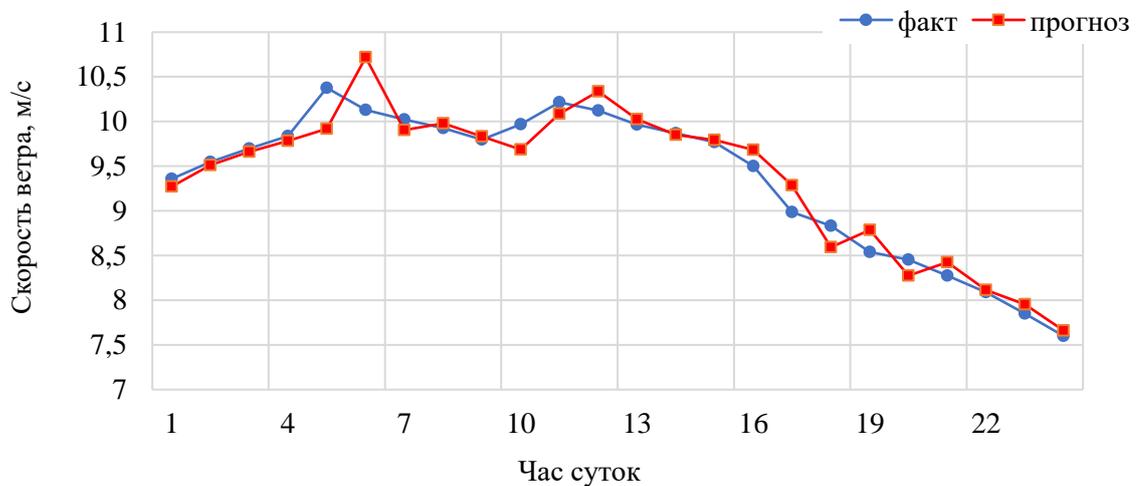


Рисунок 4.14 – Прогноз скорости ветра «на час вперёд» в течение суток

Результаты расчёта средней ошибки прогнозирования в процентах (MAPE) и СКО (MSE) представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Средняя ошибка прогнозирования в процентах (MAPE) и СКО (MSE)

Диапазон скорости ветра	Ошибка	Год				
		2014	2015	2016	2017	2018
Весь диапазон	MAPE, %	4,58	4,29	4,30	4,76	8,68
	MSE, $\cdot 10^{-2}$	5,84	5,18	5,16	5,56	5,83
3 м/с и более	MAPE, %	2,76	2,68	2,61	2,64	2,71
	MSE, $\cdot 10^{-2}$	5,99	5,00	4,97	5,57	5,76

Анализ результатов расчёта MAPE показывает, что при рассмотрении всего диапазона скорости ветра ошибка может превышать 8%. Вместе с тем, данный эффект обусловлен большими значениями ошибки MAPE для околонулевых

значений скорости ветра, поскольку в формуле нахождения $MARE$ в знаменателе дроби находится абсолютное значение скорости ветра. С учётом того, что выработка электроэнергии большинством ВЭУ мощностью более 10 кВт начинается при скорости ветра не менее 3 м/с (как правило, больше – 4 или 5 м/с), следует рассчитывать ошибку прежде всего для таких значений скорости ветра. В соответствии с таблицей 4.2, ошибка $MARE$ для рассматриваемых пяти лет не превышает 3%.

Таким образом, результаты прогнозирования временного ряда скорости ветра подтверждают возможность реализации предлагаемых предиктивных алгоритмов управления ЭТК.

4.3 Имитационное моделирование работы автономного электротехнического комплекса

Имитационное моделирование работы автономного ЭТК в программе MATLAB Simulink, позволяющее осуществить предварительную оценку устойчивости системы, было осуществлено для рассмотренного ранее населённого пункта Новиково на о. Сахалин.

Главными составляющими имитационной модели изолированной энергосистемы являются модели ДГУ, ВЭС, ФЭС, блока электрической нагрузки, СНЭ и балластной нагрузки. Модель ДГУ включает синхронный генератор, дизельный двигатель и систему управления [112]. Моделирование выдачи мощности ВЭС и ФЭС осуществляется с помощью управляемых источников тока с соответствующей системой управления, при этом пользователем задаются графики скорости ветра и инсоляции [90]. Выдача мощности в модели ВЭС и ФЭС осуществляется в соответствии с формулами (5) и (6).

Электропотребление моделируется с помощью управляемых источников тока. В состав блока электрической нагрузки также включена модель асинхронного двигателя номинальной мощностью 15 кВт со скалярной системой управления. Модель СНЭ состоит из контроллера заряда / разряда батарей и АБ, моделируемых

управляемыми источниками тока. Модель балластной нагрузки состоит из управляемых источников тока и системы управления балластной нагрузкой.

Было произведено моделирование работы комплекса в один из дней декабря, отличающийся одной из самых низких в году температур воздуха (среднесуточное значение в этот день составило $-38,4$ °С) и высокой ветровой активностью, в результате которой в системе дважды за день возникают периоды с избыточной генерацией ВИЭ. На рисунке 4.15 показан итоговый суточный график генерации и потребления активной мощности в автономном ЭТК, конфигурация которого отличается от конфигурации D/W/PV/B(6) наличием одной ДГУ большой мощности.

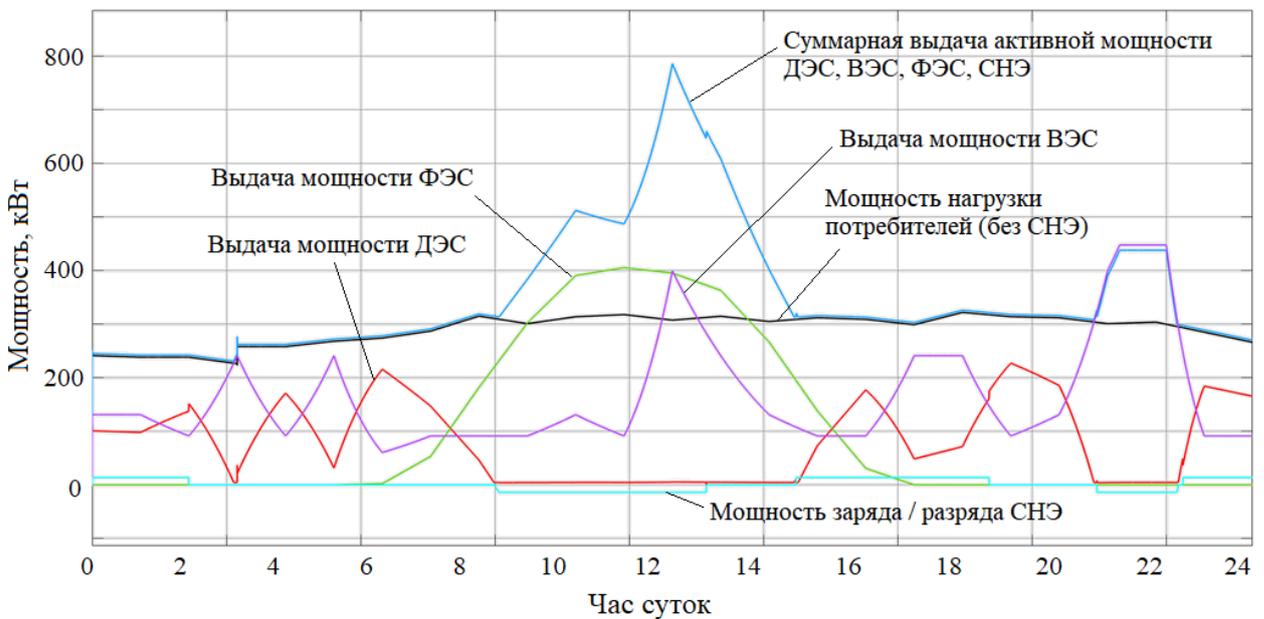


Рисунок 4.15 – Суточный график активной мощности в автономном ЭТК с ВИЭ

Анализ графиков на рисунке 4.15 позволяет сделать вывод о том, что энергетический баланс системы обеспечивается выбранным набором оборудования ЭТК. В промежутке между 09:45 и 13:30, а также с 21:40 до 22:10 наблюдается превышение суммарной выработкой активной мощности уровня полезной электрической нагрузки – в эти интервалы времени энергия рассеивается на балластной нагрузке (аэродинамические способы уменьшения выработки ВЭС не рассматривались). Около 21:00 скорость ветра начинает превышать номинальную, в результате чего выработка ВЭС ограничивается номинальной

мощностью ВЭС. СНЭ, имеющая в начале дня заряд около 50%, имеет за сутки 3 интервала разряда и 2 интервала заряда от ВИЭ.

На рисунке 4.16 показаны отклонения частоты синхронного генератора в течение суток. Самое большое отклонение наблюдается в 03:00 и связано с включением асинхронного двигателя на стороне потребителей электроэнергии.

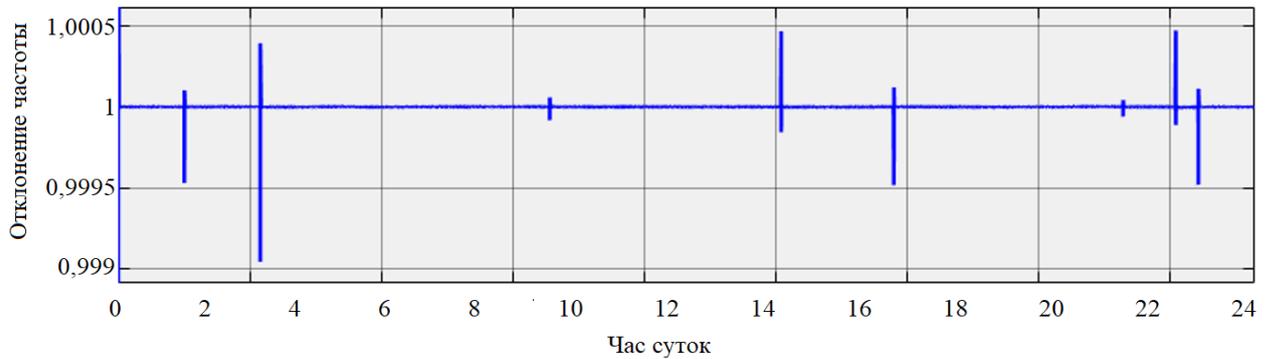


Рисунок 4.16 – Отклонение частоты синхронного генератора в течение суток

Согласно рисунку 4.16, отклонение частоты составило 0,1%, или порядка 0,05 Гц, что является допустимым с точки зрения ГОСТ32144-2013, в соответствии с которым в изолированных энергосистемах допускается отклонение частоты ± 1 Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю.

4.4 Включение в состав подстанции ЭТК устройств компенсации реактивной мощности

Также рассмотрены вопросы комплектования подстанций ДЭС автономных ЭТК устройствами компенсации реактивной мощности (УКРМ). Распространена практика их установки у потребителей, особенно при больших объёмах потребления и значительной реактивной составляющей потребляемой мощности, что позволяет снизить потери в распределительной сети, а также практика установки УКРМ на шинах подстанций для возможности установки силовых трансформаторов и электрических аппаратов, рассчитанных на меньшую мощность. Однако, как правило, автономные ЭТК удалённых объектов с мощностью до 1–2 МВт работают на напряжении 0,4 кВ, а мощные потребители с низким коэффициентом мощности отсутствуют. Тем не менее, установка УКРМ в

распределительных устройствах ДЭС позволяет снизить потери активной мощности в обмотках статоров синхронных генераторов.

Численное моделирование осуществлено для условий с. Гыда Ямало-Ненецкого АО (рисунок 4.17).



Рисунок 4.17 – Село Гыда Ямало-Ненецкого автономного округа [5]

Электрические потери в генераторе рассмотрены на примере ДГУ мощностью 320 кВт, при этом они приняты равными потерям, возникающим в обмотках статора генератора. Электрические потери в обмотках статора генератора определяются по формуле (26):

$$P_{\Sigma 1} = m_1 \cdot I_1^2 \cdot r_1, \quad (26)$$

где m_1 – число фаз; I_1 – ток обмотки статора, А; r_1 – активное сопротивление одной фазы обмотки статора при расчётной рабочей температуре, Ом.

Активное сопротивление фазы обмотки статора генератора Месс Alte ESO40 1s4, установленного в ДГУ 5, составляет 0,0048 Ом при температуре 20°C согласно паспорту производителя. Пересчёт сопротивления к температуре 75°C, принимаемой в качестве рабочей, осуществляется по формуле (27):

$$R_{T_2} = R_{T_1} \cdot (1 + \alpha(T_2 - T_1)), \quad (27)$$

где α – температурный коэффициент сопротивления, для меди равен $0,004 \text{ K}^{-1}$; R_{T_1} – сопротивление при температуре T_1 , Ом; R_{T_2} – сопротивление при температуре

T_2 , Ом. Тогда сопротивление обмотки при рассматриваемой температуре составляет в соответствии с выражением (28):

$$R_{T_2} = 0,0048 \cdot (1 + 0,004 \cdot (75 - 20)) = 0,0059 \text{ Ом.} \quad (28)$$

При соединении обмоток генератора по схеме «звезда» ток обмотки в режиме загрузки на 100% номинальной мощности ДГУ определяется по формуле (29):

$$I_1 = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos \varphi}, \quad (29)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная активная мощность ДГУ, Вт; $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение генератора, В; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Ток обмотки статора генератора ДГУ 5 ($P_{\text{НОМ}}=320$ кВт, $U_{\text{л}}=380$ В), рассчитанный по формуле (29), а также электрические потери в обмотках для $\cos \varphi_{\text{ср}}=0,94$ (средневзвешенный коэффициент мощности с. Гыда), $\cos \varphi_{\text{цел}}=0,97$ (целевой коэффициент мощности) и $\cos \varphi=1$ (активная нагрузка) приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Ток обмотки статора генератора ДГУ и потери в обмотке статора генератора ДГУ мощностью 320 кВт при 100% загрузке

Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,94	0,97	1
Ток обмотки статора, I_1 , А	517,84	501,82	486,77
Потери в обмотках статора генератора ДГУ, $P_{\text{эл}}$, Вт	4 746,4	4 457,3	4 193,9

Таким образом, увеличение коэффициента мощности с 0,94 до 1 (теоретически) позволяет на работающей на нагрузку 320 кВт ДГУ снизить потери активной мощности в генераторе на 552,5 Вт, или 0,17% от выдаваемой ДГУ активной мощности.

Аналогично увеличение коэффициента мощности с 0,94 до 0,97 позволяет снизить потери активной мощности в генераторе на 289,1 Вт, или 0,09% от выдаваемой ДГУ активной мощности.

На рисунке 4.18 приведён график электрической нагрузки для трёх суток в июле 2020 г. Для данного месяца наблюдаются минимальные в году значения мощности электрической нагрузки на часовом интервале.

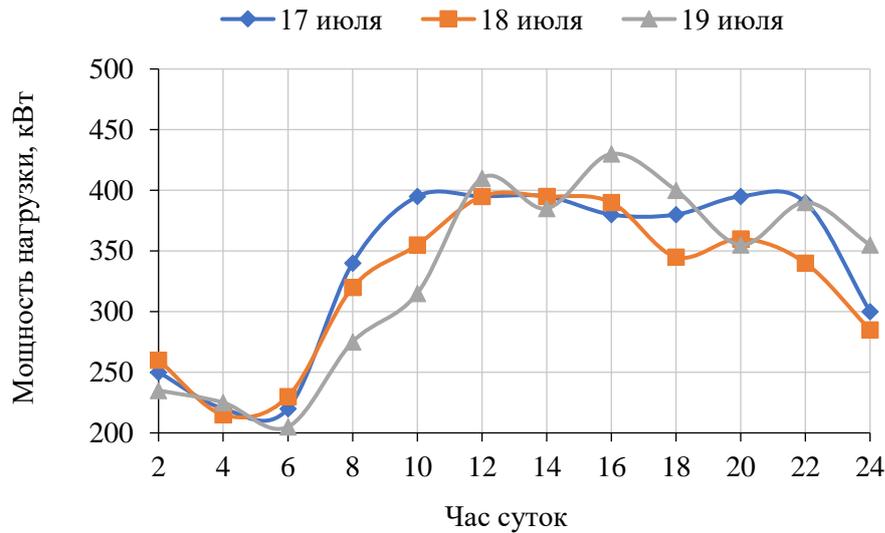


Рисунок 4.18 – График электрической нагрузки с. Гыда для трёх дней июля 2020 г.

Минимальная мощность нагрузки, усреднённая на часовых интервалах, в летние месяцы составляет порядка 200 кВт, а средневзвешенный расчётный коэффициент мощности, определённый по нормативным документам на основе списка основных потребителей, составляет $\cos\varphi_{\text{ср}}=0,94$. Тогда минимальная реактивная мощность в летние месяцы может быть определена в соответствии с выражениями (30–32):

$$\cos\varphi = 0,94 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi = 0,37 \quad (30)$$

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (31)$$

$$Q_{\text{мин.}} = 200 \cdot 0,37 = 79,6 \approx 74 \text{ квар.} \quad (32)$$

При выборе целевого показателя коэффициента мощности в системе $\cos\varphi_{\text{треб.}} = 0,97$, реактивная мощность должна ограничиваться на уровне, определяемой по формулам (33, 34):

$$\cos\varphi = 0,97 \Rightarrow \operatorname{tg}\varphi = 0,25 \quad (33)$$

$$Q_{\text{треб.}} = 200 \cdot 0,25 = 50 \text{ квар.} \quad (34)$$

Таким образом, в системе в любое время года реактивная мощность составляет в среднем не менее 74 квар, а компенсации для доведения коэффициента мощности до целевого значения должна быть подвергнута реактивная мощность, определяемая по формулам (35–36):

$$Q_{\text{УКРМ}} = Q_{\text{мин.}} - Q_{\text{треб.}} \quad (35)$$

$$Q_{\text{УКРМ}} = 74 - 50 = 24 \text{ квар.} \quad (36)$$

На рынке представлен широкий выбор УКРМ. Например, модельный ряд Schneider Electric включает УКРМ номинальной мощностью 22 и 25 кВт. На рисунке 4.19 показано нерегулируемое УКРМ Schneider Electric Varset 22 квар.



Рисунок 4.19 – УКРМ Schneider Electric Varset 22 квар

Таким образом, в условиях с. Гыда установка УКРМ на подстанции позволяет снизить ток статора генератора ДГУ при загрузке 100% от номинальной мощности, снизив потери с 4,75 кВт до 4,46 кВт (–0,29 кВт). При закупочной стоимости ДТ $C_{\text{ДТ}} = 50$ руб./кг, удельном расходе топлива $F_{\text{ДГУуд.}} = 0,270$ л/кВт·ч и снижении потерь электроэнергии в статоре генератора $\Delta P_{\text{эл}} = 0,29$ кВт·ч, удельная экономия за счёт сокращения расхода ДТ составит в соответствии с выражениями (37, 38):

$$\mathcal{E} = \left(\Delta P_{\text{эл}} \cdot \frac{F_{\text{ДГУуд.}}}{1000} \cdot C_{\text{ДТ}} \cdot \rho_{\text{ДТ}} \right) / P_{\text{НОМ}} \cdot 1 \text{ ч}, \quad (37)$$

где $\rho_{\text{ДТ}}$ – плотность ДТ, $\rho_{\text{ДТ}} = 840$ кг/м³.

$$\mathcal{E} = \left(0,29 \cdot \frac{0,27}{1000} \cdot 50 \cdot 840 \right) / 320 = 0,010 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}. \quad (38)$$

С учётом годовой выработки электроэнергии срок окупаемости, в зависимости от стоимости УКРМ, может составить 1–2 года.

4.5 Выводы к главе 4

1. Разработан алгоритм управления ДГУ и накопителями электроэнергии в автономных ЭТК с ВИЭ, позволяющий увеличить ресурс ДГУ за счёт сокращения числа пусков агрегатов с последующей краткосрочной работой на малую нагрузку.

2. Рассмотрены вопросы прогнозирования скорости ветра, необходимого для реализации предиктивного алгоритма управления ДГУ и накопителями электроэнергии в составе ЭТК. Установлено, что в условиях входной базы «Унчи» компании Полиметалл в Хабаровском крае средняя абсолютная ошибка прогнозирования скорости ветра на час вперёд не превышает 3% для диапазона скоростей от 3 м/с (значимого для ВЭУ).

3. Осуществлено имитационное моделирование работы автономного ЭТК в течение суток, в ходе которого подтверждена способность источников и накопителей электроэнергии выбранной мощности обеспечить питание электрической нагрузки в условиях населённого пункта Новиково Сахалинской области. Отклонение частоты синхронного генератора не превысило 0,1%, или порядка 0,05 Гц, что является допустимым с точки зрения ГОСТ32144-2013, в соответствии с которым в изолированных энергосистемах допускается отклонение частоты ± 1 Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю.

4. Рассмотрена возможность установки нерегулируемого УКРМ на шинах подстанции ДЭС автономного ЭТК с целью снижения потерь мощности в статорах генераторов ДГУ. Установлено, что компенсация реактивной мощности для приведения коэффициента мощности к величине 0,97 позволяет в условиях с. Гыда Ямало-Ненецкого АО повысить энергоэффективность ЭТК и разгрузить ДГУ. Срок окупаемости установки УКРМ 22 квар может составить от 1 до 2 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научно-технической задачи оптимизации состава и выбора режимов работы автономного ЭТК с учётом управления спросом на электроэнергию.

1. Разработаны математические и имитационные модели ДЭС, ВЭС, ФЭС и СНЭ автономного ЭТК, позволяющие исследовать различные алгоритмы управления источниками и накопителями электроэнергии в ЭТК.

2. Сформированы подходы к обоснованию состава и режимов работы источников и накопителей электроэнергии в автономных ЭТК. Выполнена оптимизация состава автономного ЭТК населённого пункта Новиково на о. Сахалин по критерию *NPC*, а также по критерию *NPC* с учётом дополнительного критерия по сроку окупаемости. Интеграция ВИЭ в автономный ЭТК позволило при сохранении срока окупаемости на приемлемом уровне (6 лет) более чем в 2 раза продлить срок службы ДГУ и на 40% снизить себестоимость электроэнергии.

3. Средствами имитационного моделирования выявлены закономерности, связывающие корректировку (в связи с учётом управления спросом на электроэнергию) графика электрических нагрузок и результат решения оптимизационной задачи выбора источников и накопителей электроэнергии. В частности, установлено, что возможность переноса не менее 30% электропотребления в интервале на 1–2 следующих часовых интервала позволяет достичь относительного снижения мощности нагрузки, не обеспечиваемой ВИЭ и СНЭ, на 1,3–2,1%, а также улучшения экономических и экологических показателей.

4. Разработан предиктивный способ управления ДГУ и накопителями электроэнергии в гибридном ЭТК с ВИЭ, позволяющий увеличить ресурс ДГУ за счёт сокращения числа пусков агрегатов с последующей краткосрочной работой на малую нагрузку.

5. Разработан предиктивный способ управления электрической нагрузкой в автономных ЭТК с ВИЭ, отличающийся применением эвристического алгоритма выбора интервалов работы электроприёмников, позволяющий повысить энергоэффективность ЭТК за счёт повышения КИУМ ВИЭ и снижения расхода ДТ. Работоспособность предложенного алгоритма проверена в ходе экспериментальных исследований в лаборатории низковольтного оборудования Schneider Electric.

6. Рассмотрены вопросы прогнозирования скорости ветра, необходимого для работы предиктивных алгоритмов управления, а также вопросы установки УКРМ на шинах подстанций автономных ЭТК.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АБ – аккумуляторная батарея;
- ВДК – ветро-дизельный комплекс;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ВЭС – ветроэлектрическая станция;
- ВЭУ – ветроэлектрическая установка;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ДГУ – дизель-генераторная установка;
- ДТ – дизельное топливо;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- ЕЭС – Единая энергетическая система;
- ИНС – искусственная нейронная сеть;
- КИУМ – коэффициент использования установленной мощности;
- СДК – солнечно-дизельный комплекс;
- СКО – среднеквадратичная ошибка;
- СНЭ – система накопления энергии;
- ТЭС – тепловая электростанция;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;
- ФЭП – фотоэлектрическая панель;
- ФЭС – фотоэлектрическая станция;
- ЦКУ – центральный контроллер управления;
- ЭП – электроприёмник;
- ЭТК – электротехнический комплекс;
- CAPEX – Capital Expenditures (капитальные затраты);
- LCOE – Levelized Cost of Electricity (нормированная себестоимость электроэнергии);
- NPC – Net Present Cost (чистая приведённая стоимость);
- ОРЕХ – Operating Expenditures (операционные затраты);
- PВ – Payback Period (срок окупаемости).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Абрамович, Б. Н.** Выбор параметров ветродизельной установки для энергообеспечения минерально-сырьевого комплекса / Б. Н. Абрамович, А. А. Бельский // Записки Горного института. – 2012. – Т.195. – С. 227–230.
2. **Абрамович, Б. Н.** Методы и средства повышения уровня энергосбережения и энергоэффективности на горных предприятиях / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычѳв, Ю. Л. Жуковский // Горное оборудование и электромеханика. – 2015. – №5. – С. 25–30.
3. **Абрамович, Б. Н.** Современные проблемы и перспективы развития интеллектуализации и автоматизации энергосистем предприятий минерально-сырьевого комплекса / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычѳв, Д. А. Устинов, А. В. Фѳдоров, В. Б. Прохорова // Горное оборудование и электромеханика. – 2014. – №9. – С. 6–11.
4. **Абрамович, Б. Н.** Фотоэлектрическая станция прямого преобразования для объектов минерально-сырьевого комплекса / Б. Н. Абрамович, Э. В. Яковлева // Записки Горного института. – 2012. – Т.196. – С. 210–213.
5. Администрация села Гыда: сайт. – Гыда, 2012 – URL: <http://admgyda.ru/vidy-sela.html> (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
6. АО «Сахаэнерго»: сайт. – Якутск, 2020. – URL: <http://sakhaenergo.ru> свободный – (дата обращения: 10.11.2019). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
7. **Афонин, В. С.** Системные свойства гибридных энергокомплексов на основе возобновляемых источников энергии / В. С. Афонин, А. Г. Васьков, Г. В. Дерюгина, М. Г. Тягунов, Т. А. Шестопалова // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2012. – №2. – С.20–27.
8. **Васьков, А. Г.** Интеллектуальное управление активно-адаптивными сетями с применением верхнеуровневых алгоритмов / А. Г. Васьков,

- Ю. В. Кудрявцева, Ф. В. Молотов, Ю. П. Симаков и др. // Вестник Кыргызско-российского славянского университета. – 2020. - №12. – С. 63–70.
9. **Васьков, А. Г.** Управление ветроэлектрической установкой в локальной энергосистеме / А. Г. Васьков, Г. В. Дерюгина, М. Г. Тягунов, С. А. Шарапов // Главный энергетик. – 2014. – №5. – С. 63–69.
10. **Васьков, А. Г.** Оптимизация структуры гибридных энергетических комплексов с потребителями различного типа. / А. Г. Васьков, М. Г. Тягунов // Энергетик. – 2013. – №6. – С. 97–100.
11. **Воропай, Н. И.** Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей / Н. И. Воропай, З. А. Стычински, Е. В. Козлова, В.С. Степанов, К.В. Суслов // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – №1. – С. 84–90.
12. **ГОСТ Р 53987–2010 (ИСО 8528–1:2005).** Электроагрегаты генераторные переменного тока с приводом от двигателя внутреннего сгорания. Часть 1. Применение, технические характеристики и параметры. Национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 ноября 2010 г. N 560-ст: введен взамен ГОСТ Р ИСО 8528-1-2005: дата введения 2012-06-01 / подготовлен Федеральным государственным унитарным предприятием "Всероссийский научно-исследовательский институт стандартизации и сертификации в машиностроении" (ФГУП "ВНИИНМАШ") и Открытым акционерным обществом "Научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт электроагрегатов и передвижных электростанций с опытным производством" (ОАО "НИИ Электроагрегат"). – Москва: Стандартинформ, 2012.
13. **Грибков, С. В.** Ветро-солнечно-дизельные комплексы электроснабжения малых мощностей как основа развития ВИЭ в России / С.В. Грибков // Материалы Международного конгресса REENCON-XXI «Возобновляемая

- энергетика XXI век: Энергетическая и экономическая эффективность». Под ред. Д. О. Дуникова, О. С. Попеля. – 2016. – С. 124–128.
14. Группа компаний ТСС: сайт. – Москва, 2021 – URL: <https://www.tss.ru/> (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
15. **Дмитриенко, В. Н.** Исследование и оптимизация структуры и состава фотодизельных электростанций северных посёлков: диссертация канд. техн. наук. Томск, 2018. 153 с.
16. **Добуш, В. С.** Анализ влияния источников бесперебойного питания на качество электроэнергии в точке общего подключения потребителей / В. С. Добуш, А. А. Бельский // Промышленная энергетика. – 2018. – №6. – С. 29–24.
17. **Дубровин, Е. А.** Как снизить затраты на углеводородное топливо в Арктике / Е. А. Дубровин, И. А. Дубровин // Энергетика и промышленность России. – 2018. – №01–02. – С. 32–33.
18. Единая информационная система в сфере закупок: сайт. – Москва, 2021 – URL: <https://zakurki.gov.ru/> (дата обращения: 04.12.2020). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
19. **Елистратов, В. В.** Энергетическое снабжение изолированных территорий России / В. В. Елистратов // Академия энергетики. – 2015. – №4. – С. 26–33.
20. **Елистратов, В. В.** Оптимальные решения системы автоматического управления энергокомплексов средней мощности на основе возобновляемых источников энергии // Силовое и энергетическое оборудование. Автономные системы. – 2019. – №2. – С. 69–85.
21. **Карамов, Д. Н.** Оптимизация состава оборудования автономных энергокомплексов, использующих возобновляемые источники энергии и накопители энергии: диссертация канд. техн. наук. Иркутск, 2016. 152 с.
22. **Коваленко, Е. В.** Гибридные энергетические комплексы с когенерацией в изолированных энергетических системах / Е. В. Коваленко, М. Г. Тягунов // Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2015. – №10–11. – С. 167–177.

23. **Кузьмин, П. С.** Неинтрузивный мониторинг нагрузки: эффекты внедрения и перспективы распространения // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2019. – Т.10 (4). – С. 306–319. DOI: 10.17747/2618-947X-2019-4-306-319.
24. **Лаврик, А. Ю.** Определение оптимального состава резервируемой гибридной ветро-солнечной электростанции / **А. Ю. Лаврик**, Ю. Л. Жуковский, Н. А. Максимов // Промышленная энергетика. – 2019. – №10. – С. 47–53.
25. **Лаврик, А. Ю.** Особенности выбора оптимального состава ветро-солнечной электростанции с дизельными генераторами / **А. Ю. Лаврик**, Ю. Л. Жуковский, **А. Ю. Лаврик**, А. Д. Булдыско // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2020. – №1. – С. 10–17.
26. **Ларин, О. М.** Управление энергопотреблением с использованием возобновляемых источников энергии с целью энергосбережения и повышения энергобезопасности / **О. М. Ларин**, Д. В. Куделина // Фундаментальные и прикладные исследования в современном мире – 2015. – №12–1. – С. 63–67.
27. **Логинов, В. Н.** Smart Monitoring – технология дистанционного мониторинга потребления электроэнергии, воды, тепловой энергии и газа в Smart City / **В. Н. Логинов**, И. А. Бычковский, Г. С. Сурнов, С. И. Сурнов // Труды МФТИ. – 2020. – Т.12 (1). – С. 90–99.
28. **Лукутин, Б. В.** Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии. / **Б. В. Лукутин**, В. Р. Киушкина. – Томск: Изд-во ТПУ. – 2006. — 202 с.
29. **Лукутин, Б. В.** Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / **Б. В. Лукутин**, О. А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. — М.: Энергоатомиздат. – 2008. – 231 с.
30. **Лукутин, Б. В.** Оптимизация состава и режимов работы фотодизельной системы электроснабжения постоянного тока / **Б. В. Лукутин**, Д. И. Муравьев // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – №4. – С. 795–809.

31. **Лукутин, Б. В.** Перспективы децентрализованных систем электроснабжения постоянного тока с распределённой солнечной генерацией / Б. В. Лукутин, Д. И. Муравьёв // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – №6. – С. 184–196.
32. **Лукутин, Б. В.** Способы снижения расхода топлива дизельных электростанций / Б. В. Лукутин, Е. Б. Шандарова // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – №2. – С. 1–7.
33. **Маркова, В. М.** Возможности повышения эффективности и оптимизации структуры энергетики: роли «большой» и «малой» генерации / В. М. Маркова, В. Н. Чурашев // Мир экономики и управления. – 2017. – №3 (17). – С. 62–84.
34. **Николаев, В. В.** Обоснование параметров ветродизельных энергокомплексов с учётом местного ветропотенциала и графиков нагрузки: диссертация канд. техн. наук. Москва, 2016. 147 с.
35. ООО «Производственная компания «Азимут»: сайт. – Москва, 2021 – URL: <http://www.gc-azimut.ru> (дата обращения: 10.11.2019). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
36. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году: сайт. – Москва, 2005. – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
37. ПАО «Якутскэнерго»: сайт. – Якутск, 2020. – URL: <https://yakutskenergo.ru> (дата обращения: 10.11.2019). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
38. **Парников, Н. М.** Повышение энергетической эффективности комплексов децентрализованного электроснабжения на примере Республики Саха (Якутия): диссертация канд. техн. наук. Томск, 2009. 180 с.
39. Патент № 2282733 Российская Федерация, МПК F02B 63/04(2006.01), F02D 41/00(2006.01), H02J 9/00(2006.01). Способ снижения расхода топлива

в дизельных электростанциях: № 2005106945/06: заявлено 10.03.2005: опубликовано 27.08.2006 / Гринкруг М. С., Гринкруг Я. С., Ткачева Ю. И.; заявитель ГОУВПО "КНАГТУ". – 7 с.: ил.

40. **Патент № 2726943 Российская Федерация, МПК H02J 9/08 (2006.01), H02P 9/00 (2006.01).** Способ снижения расхода топлива дизель-генераторными установками в гибридной электростанции с возобновляемыми источниками энергии: № 2020100842, заявлено 09.01.2020: опубликовано: 17.07.2020 / **Лаврик А. Ю., Жуковский Ю. Л.**; заявитель Санкт-Петербургский горный университет. – 16 с.: ил.
41. **Петров, С. П.** Разработка моделей прогнозирования с целью управления режимами электропотребления промышленных предприятий / С. П. Петров, Б. Н. Абрамович, И. С. Бабанова // Промышленная энергетика. – 2017. – №12.– С. 2–8.
42. **Попель, О. С.** Использование возобновляемых источников энергии для энергоснабжения потребителей в Арктической зоне Российской Федерации / О. С. Попель, С. В. Киселева, М. О Моргунова // Арктика: экология и экономика. – 2015. – №1 (17). – С. 67.
43. Развитие ВИЭ в России: технологии и экономика / под ред. А. Б. Чубайса, В. А. Зубакина и А. Е. Копылова – М.: Издательская группа «Точка», 2020. – 464 с.
44. **Рамадан, А.** Моделирование режимов работы сетевой ветроэнергетической установки с синхронным генератором на постоянных магнитах / А. Рамадан, В. В. Елистратов // Электричество. – 2019. – №7. – С. 11–21.
45. РАО Энергетические Системы Востока. Ветродизельные комплексы: сайт. – Хабаровск, 2006 – URL: http://www.rao-esv.ru/press-room/photo-gallery/renewable_energy/21131/ (дата обращения: 06.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
46. РАО Энергетические Системы Востока. Возобновляемая энергетика: сайт. – Хабаровск, 2006 – URL: <http://rao-esv.ru/activity/renewable-energy/> (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.

47. РАО Энергетические Системы Востока. Новиковская ДЭС: сайт. – Хабаровск, 2006 – URL: http://museum.rao-esv.ru/power_facilities/176/ (дата обращения: 06.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
48. **Российская Федерация. Законы.** Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок [Текст]: Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 14 февраля 2001 года // Министерство природных ресурсов РФ, НИИ "Атмосфера". – Санкт-Петербург, 2001.
49. **Российская Федерация. Законы.** О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2019–2023 годы [Текст]: Указ главы Республики Саха (Якутия) от 30 апреля 2019 года № 514 // Якутские ведомости, N16, 08.05.2019.
50. **Сазонов, Д. Ю.** Возобновляемые источники энергии как фактор риска развития российских энергетических компаний / Д. Ю. Сазонов, В. Л. Уланов // Известия РАН. – 2018. – №4. – С. 3–13.
51. **Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620053.** Энергокомплексы на возобновляемых и традиционных источниках энергии: Гос. регистрации в Реестре баз данных 12.01.2015 / Елистратов В. В., Кудряшева И. Г., Чернова А. В., Пилипец П. А.
52. **Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018612391. Российская Федерация.** Программа расчета электрической мощности различных генерирующих источников в изолированных энергетических системах: № 2017663995: заявлено 29.12.2017: опубликовано 16.02.2018 / Шушпанов И. Н., Суслов К. В.; заявитель ФГБОУ ВО «ИРНИТУ».
53. **Сенчук, Д. А.** Основы концепции управления спросом электропотребления в электроэнергетике / Д. А. Сенчук, С. А. Цырук // Актуальные проблемы автоматизации и энергосбережения в ТЭК России. Материалы Всероссийского с международным участием научно-практического семинара. – 2018. – С. 42–47.

54. **Смоленцев, Д. О.** Развитие энергетики Арктики: проблемы и возможности малой генерации / Д.О. Смоленцев // Арктика: экология и экономика. – 2012. – №3 (7). – С. 22–29.
55. **Сокольникова, Т. В.** Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями / Т. В. Сокольникова, К. В. Суслов, П. Ломбарди // Вестник ИрГТУ. – 2015. – №10 (105) – С. 206–211.
56. **Сокольникова, Т. В.** Современный взгляд на автономные системы энергообеспечения / Т. В. Сокольникова, К. В. Басов, К. В. Суслов // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири». – 2011. – С. 511–516.
57. **Соснина, Е. Н.** Анализ характеристик возобновляемых источников энергии и факторов влияющих на себестоимость выработки электроэнергии / Е. Н. Соснина, Е. Б. Солнцев, И. А. Липужин // Возобновляемая энергетика XXI век: энергетическая и экономическая эффективность: материалы IV Международного конгресса REENCON-XXI под ред. Д. О. Дуникова, О. С. Попеля. – М.: ОИВТ РАН, 2018. – С. 114–120.
58. **Стычинский, З.** Особенности модели надежности активной распределительной электрической сети / З. Стычинский, Н. И. Воропай, И. Н. Шушпанов, К. В. Суслов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2013. – № 4 (75). – С. 167–171.
59. **Суслов, К. В.** Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения: диссертация доктора технических наук. Иркутск, 2019. 297 с.
60. **Тремясов, В. А.** Оптимизация структуры генерирующих мощностей децентрализованной энергосистемы с фотоэлектрической установкой. / В. А. Тремясов, К. В. Кенден // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. – 2016. – №9 (1). – С. 39–49.

61. **Тягунов, М. Г.** Гибридные энергетические комплексы и алгоритмы управления ими / М. Г. Тягунов, С. А. Шарапов, П. С. Шуркалов // Вестник МЭИ. – 2013. – №4. – С. 64–67.
62. **Тягунов, М. Г.** Прогноз выработки электроэнергии фотоэлектрическими электростанциями (на сутки вперед) с использованием машинного обучения / М. Г. Тягунов, Д. В. Воротынцев // Вестник МЭИ. – 2018. – №4. – С. 53–57.
63. **Химмельблау, Д.** Прикладное нелинейное программирование / Д. Химмельблау; под ред. М.Л. Быховского. – М: Мир, 1975. – 536 с.
64. **Хохлов, А. А.** Распределенная энергетика в России: потенциал развития / А. А. Хохлов, Ю. В. Мельников, Ф. В. Весёлов и др. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2018. – 87 с.
65. **Шарафеддин, К. Ф.** Ветроэнергетическая установка для автономного электротехнического комплекса малой мощности / К. Ф. Шарафеддин, С. А. Цырук, Х. С. Сангов, Д. В. Михеев // XLVIII Международная научно-практическая конференция с элементами научной школы, под общ. ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. 14–16 ноября 2018 г. – 2018. – С. 330–342.
66. **Abramovich, V. N.** Electrical complex of combined power supply on the base of renewables and hybrid correction device / Abramovich V. N., Sychev Y. A., Prokhorova V. B. // 2017 20th Conference of Open Innovations Association (FRUCT). DOI: 10.23919/fruct.2017.8071285.
67. **Al-falahi Monaaf, D. A.** A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system / Al-falahi Monaaf, D.A., Jayasinghe, S.D.G., Enshaei, H. // Energy Conversion and Management. – 2017. – 143. – P. 252–274.
68. **Arévalo, P.** Performance analysis of a PV/НКТ/WT/DG hybrid autonomous grid / Arévalo P., Jurado F. // Electrical Engineering. – 2020. DOI: 10.1007/s00202-020-01065-9.
69. **Arevalo, P.** Techno-economic evaluation of renewable energy systems combining PV-WT-НКТ sources: Effects of energy management under Ecuadorian conditions

- / Arevalo P., Benavides D., Lata-Garcia J., Jurado F. // International Transactions on Electrical Energy Systems. – 2020. – 12567. DOI: 10.1002/2050-7038.12567.
70. **Bayer, P.** The European Union Emissions Trading System reduced CO2 emissions de-spite low prices / P. Bayer, M. Aklin // Proceedings of the National Academy of Sciences. – 2020. – Vol. 117 (16). – P. 8804-8812. DOI: 10.1073/pnas.1918128117.
71. Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart. NREL: сайт. – Golden – URL: <https://www.nrel.gov/pv/module-efficiency.html> (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
72. **Chidzonga, R.** Energy Demand and Trading Optimization in Isolated Microgrids / Chidzonga R., Gomba M., Nleya B. // 2020 Conference on Information Communications Technology and Society (ICTAS). DOI: 10.1109/ICTAS47918.2020.233994.
73. **Collares-Pereira, M.** The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values / Collares-Pereira, M., Rabl, A. // Solar Energy. – 1979. – 22 (2). – P. 155–164. DOI: 10.1016/0038-092x(79)90100-2.
74. **Cordero, P. A.** Energy Control and sizing optimization of an off-grid hybrid system (wind-hydrokinetic-diesel) / Cordero P. A., Benavides D. J., Jurado F. // 2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC). – 2019. DOI: 10.1109/ccac.2019.8921056.
75. **Daud, A.-K.** Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions / Daud, A.-K., Ismail, M. S. // Renewable Energy. – 2012. – 44. – P. 215–224. DOI: 10.1016/j.renene.2012.01.011.
76. **Dufo-López, R.** Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis for Spain / Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J. L., Domínguez-Navarro, J. A. // Energy Policy. – 2009. – 37 (1). – P. 126–139. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.08.012.
77. **Dufo-López, R.** Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage / Dufo-

- López R., Bernal-Agustín J. L., Yusta-Loyo J.M., et al. // *Applied Energy*. – 2011. – vol. 88. – P. 4033–4041. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.04.019.
78. **Ekren, O.** Size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing / Ekren, O., Ekren, B. Y. // *Applied Energy*. – 2010. – 87 (2). – P. 592–598. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.05.022.
79. **Elistratov, V.** Optimization of power supply of the circumpolar territories on the basis of renewable energy sources / Elistratov V., Konischev M., Fedorov M. // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). DOI: 10.1109/icieam.2017.8076220.
80. **Elistratov, V.** Problems of construction wind-diesel power plants in harsh climatic conditions / Elistratov V., Denisov R., Konishchev M., Knezhevich M. // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2014. – 1 (12). – P. 29-36.
81. **Elistratov, V. V.** Optimization of Hybrid Systems' Operating Modes Based on Renewable Energy / Elistratov V. V., Denisov R. S. // 2019 16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA). DOI: 10.1109/elma.2019.8771684.
82. **Elistratov, V. V.** Optimization of wind-diesel power plants parameters and placement for power supply of Russia's northern regions consumers / Elistratov V. V., Bogun I. V., Kasina V. I. // 2019 16th Conference on Electrical Machines, Drives and Power Systems (ELMA). DOI: 10.1109/elma.2019.8771647.
83. Energy-Charts: сайт. – Freiburg, 2021 – URL: <https://energy-charts.info/> (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
84. **Fleck, B.** Comparative life-cycle assessment of a small wind turbine for residential off-grid use / Fleck B, Huot M. // *Renewable Energy*. – 2009. – 34. – 2688–96.
85. **García Vera, Y. E.** Energy Management in Microgrids with Renewable Energy Sources: A Literature Review / García Vera, Y. E., Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J. L. // *Applied Sciences*. – 2019. – 9 (18). – 3854. DOI: 10.3390/app9183854.

86. **García-Triviño, P.** Optimised operation of power sources of a PV/battery/hydrogen-powered hybrid charging station for electric and fuel cell vehicles / García-Triviño P., Torreglosa J. P., Jurado F., Fernández Ramírez L. M. // IET Renewable Power Generation. – 2019. – 13 (16). – P. 3022–3032. DOI: 10.1049/iet-rpg.2019.0766.
87. **García-Vera, Y. E.** Techno-economic feasibility analysis through optimization strategies and load shifting in isolated hybrid microgrids with renewable energy for the non-interconnected zone (NIZ) of Colombia / García-Vera Y. E., Dufo-López R., Bernal-Agustín J. L. // Energies. – 2020. – 13. – 6146. DOI: 10.3390/en13226146.
88. **Gomes, P.** Wind Speed and Wind Power Forecasting using Statistical Models: AutoRegressive Moving Average (ARMA) and Artificial Neural Networks (ANN) / Gomes, P., Castro, R. // IJSED. – 2012. – Vol. 1 (2). – P. 41–50.
89. **Gopinath, R.** Energy management using non-intrusive load monitoring techniques-State-of-the-art and future research directions / Gopinath R., Kumar M., Joshua C. P. C., Srinivas K. // Sustainable Cities and Society. – 2020. – 102411. DOI: 10.1016/j.scs.2020.102411.
90. **Guerra, D.** Mathematical modeling of parameters of solar modules for a solar power plant 2.5 MW in the climatic conditions of the Republic of Cuba / D. Guerra, E. Iakovleva // E3S Web of Conferences. – 2019. – Vol. 140. – 04013. DOI: 10.1051/e3sconf/201914004013.
91. **Hammerstrom, D. J.** “Pacific Northwest Gridwise™ Testbed Demonstration Projects: Part II. Grid Friendly™ Appliance Project,” Project Report 2007, U.S. Department of Energy, October 2007.
92. **Karamov, D.** Structural optimization of autonomous photovoltaic systems with storage battery replacements / Karamov D., Suslov K. // Energy Reports. – 2021. – 7. – P. 349–358.
93. **Kersten, F.** Degradation of multicrystalline silicon solar cells and modules after illumination at elevated temperature / Kersten, F., Engelhart, P., Ploigt, H.-C.,

- Stekolnikov, et al. // *Solar Energy Materials and Solar Cells*. – 2015. – 142. – P. 83–86. DOI: 10.1016/j.solmat.2015.06.015.
94. **Klemenjak, C.** A synthetic energy dataset for non-intrusive load monitoring in households / Klemenjak, C., Kovatsch, C., Herold, M., & Elmenreich, W. // *Scientific data*. – 2020. – 7 (1). – P. 1–17. DOI: 10.1038/s41597-020-0434-6.
95. **Kupzog, F.** Frequency-responsive load management in electric power grids. Dissertation, Vienna University of Technology, Institute of Computer Technology, 2008.
96. **Lavrik, A. Y.** Features of the optimal composition determination of energy sources during multi-criterial search in the Russian arctic conditions / Lavrik A. Y., Zhukovskiy Y. L., Buldysko A. D. // *Proceedings of the 2nd 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE*. – 2020. – 9059215. DOI: 10.1109/REEPE49198.2020.9059215.
97. **Lujano-Rojas, J. M.** Contract design of direct-load control programs and their optimal management by genetic algorithm. *Energy*. – 2019. – 186. – 115807. DOI: 10.1016/j.energy.2019.07.137.
98. **Lukutin, B.** Stand-alone power supply system with DC photo-diesel source / Lukutin, B., Muravyev, D. // *E3S Web of Conferences*. – 2019. – 114. – 05003. DOI: 10.1051/e3sconf/201911405003.
99. **Luo, X.** Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation / Luo, X., Wang, J., Dooner, M., Clarke, J. // *Applied Energy*. – 2014. – 137. – P. 511-536. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
100. **Ogunjuyigbe, A. S. O.** Optimal allocation and sizing of PV/Wind/Split-diesel/Battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building / Ogunjuyigbe, A.S.O., Ayodele, T.R., Akinola, O.A. // *Applied Energy*. – 2016. – 171. – P. 153–171.
101. **Park, N. C.** Effect of Temperature and Humidity on the Degradation Rate of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Module / Park, N. C., Oh, W. W.,

- Kim, D. H. // International Journal of Photoenergy. – 2013. – 1–9.
DOI: 10.1155/2013/925280.
102. **Patent 9218631B2 USA, CPC G06Q50/06, G06Q 10/06.** Low cost and flexible energy management system defined in a single unitary housing: Prior 2010-15-02, Publication 2015-12-22 / Venkatakrishnan N, M. F. Finch, R. M. Bultman, et al.
103. Polymetal: Green Finance: сайт. – Санкт-Петербург, 2021 – URL: https://www.polymetalinternational.com/upload/iblock/141/2020_10_Polymetal-GFF-projects.pdf (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
104. **Pourmousavi, S. A.** Real-Time Energy Management of a Stand-Alone Hybrid Wind-Microturbine Energy System Using Particle Swarm Optimization. / Pourmousavi, S. A., Nehrir, M. H., Colson, C. M., & Wang, C. // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2010. – 1 (3). – P. 193–201. DOI: 10.1109/tste.2010.2061881.
105. Projected Costs of Generating Electricity: сайт. – Paris, 2021 – URL: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
106. **Rajanna, S.** Development of optimal integrated renewable energy model with battery storage for a remote Indian area / Rajanna, S., Saini, R. P. // Energy. – 2016. – 111. – P. 803–817.
107. Renewables 2021 Global Status Report: сайт. – Paris, 2019 – URL: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/> (дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: свободный. – Текст: электронный.
108. Renewables.ninja: сайт. – URL: <https://www.renewables.ninja> (дата обращения: свободный – (Дата обращения: 30.06.2021). – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. – Текст: электронный.
109. **Rivera-Niquepa, J. D.** Planning stand-alone electricity generation systems, a multiple objective optimization and fuzzy decision making approach / Rivera-Niquepa, J. D., De Oliveira-De Jesus, P. M., Castro-Galeano, J. C., Hernández-

- Torres, D. // *Heliyon*. – 2020. – 6 (3). – e03534.
DOI: 10.1016/j.heliyon.2020.e03534.
110. **Sedighi, M.** Impact of Demand Response Program on Hybrid Renewable Energy System Planning / Sedighi M., Moradzadeh M. // In: Nojavan S., Zare K. (eds) *Demand Response Application in Smart Grids*. Springer, 2020. – P. 215–230. DOI: 10.1007/978-3-030-31399-9_9.
111. **Shayeghi, H.** Optimal management of renewable energy sources considering split-diesel and dump energy / H. Shayeghi, S. Asefi, E. Shahryari, R. Dadkhah Dolatabad // *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering*. – 2018. – 34 (1). – P. 34–40.
112. **Shklyarskiy, Y. E.** Sizing parameters of interior permanent magnet synchronous motor based on torque-speed characteristics / Y. E. Shklyarskiy, A. Y. Shklyarskiy, A. S. Lutonin // *Journal of Physics: Conference Series* – 2021. – 1753 (1). DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012026.
113. **Soroudi, A.** *Power System Optimization Modeling in GAMS* / Soroudi, A.; Springer, 2017. – 295 p.: ISBN 978-3-319-62349-8. DOI: 10.1007/978-3-319-62350-4. II29
114. **Suhane, P.** Sizing and performance analysis of standalone wind-photovoltaic based hybrid energy system using ant colony optimization / Suhane, P., Rangnekar, S., Khare, A., Mittal, A. // *IET Renewable Power Generation*. – 2016. – 10 (7). – P. 964–972. DOI: 10.1049/iet-rpg.2015.0394.
115. **Suslov, K. V.** Development of isolated energy systems in Russia using renewable energy sources / Suslov K. V. // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2020. – 579. – 012111. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012111.
116. **Vardakas, J. S.** Power demand control scenarios for smart grid applications with finite number of appliances / Vardakas, J. S., Zorba, N., Verikoukis, C. V. // *Applied Energy*. – 2016. – 162. – P. 83–98. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.008.
117. **Welikala, S.** Implementation of a robust real-time non-intrusive load monitoring solution / Welikala S., Thelasingha N., Akram M., Ekanayake P. B.,

- Godaliyadda R. I., Ekanayake J. B. // *Applied energy*. – 2019. – 238. – P. 1519–1529. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.167.
118. **Zeilinger, F.** Simulation of the effect of demand side management to the power consumption of households / Zeilinger, F. // *Proceedings of the 2011 3rd International Youth Conference on, in Energetics (IYCE)*. – P. 1–9. – July 2011.
119. **Zhukovskiy, Y. L.** Potential for electric consumption management in the conditions of an isolated energy system in a remote population / Zhukovskiy Y. L., **Lavrik A. Y.**, Vasilkov O. S., Semenyuk A. V. // *Sustainable development of mountain territories*. – 2020. – 12 (4). – P. 583–591. DOI: 10.21177/1998-4502-2020-12-4-583-591.
120. **Zhukovskiy, Y. L.** Energy demand side management in stand-alone power supply system with renewable energy sources / Zhukovskiy, Y. L., **Lavrik, A.Y.**, Buldysko, A. D. // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2021. – 1753 – 012059. DOI: 10.1088/1742-6596/1753/1/012059.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Схема расположения основных ДЭС на территории Якутии



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Схема поставок нефтепродуктов на ДЭС Якутии



- Северный морской путь
- Морской участок
- Магистральные реки
- Арктические реки
- Постоянные автодороги
- - - Автозимники
- Малые реки
- Трубопроводы
- - - Железная дорога

Зоны завоза по транспортным схемам:

- Арктическая
- Алданская
- Вилуйская
- Автозимники

- ДЭС
- Тепловые электростанции
- Действующие ГЭС
- Строящиеся ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расходные характеристики ДГУ

На рисунке А.1 приведены расходные характеристики ДГУ ЯМЗ, в скобках указана номинальная мощность ДГУ. ДГУ ЯМЗ наиболее экономичны при коэффициенте загрузки, равном 100%. Характеристики всех рассматриваемых ДГУ (кроме ЯМЗ 100 кВт) могут быть хорошо аппроксимированы одной кривой.

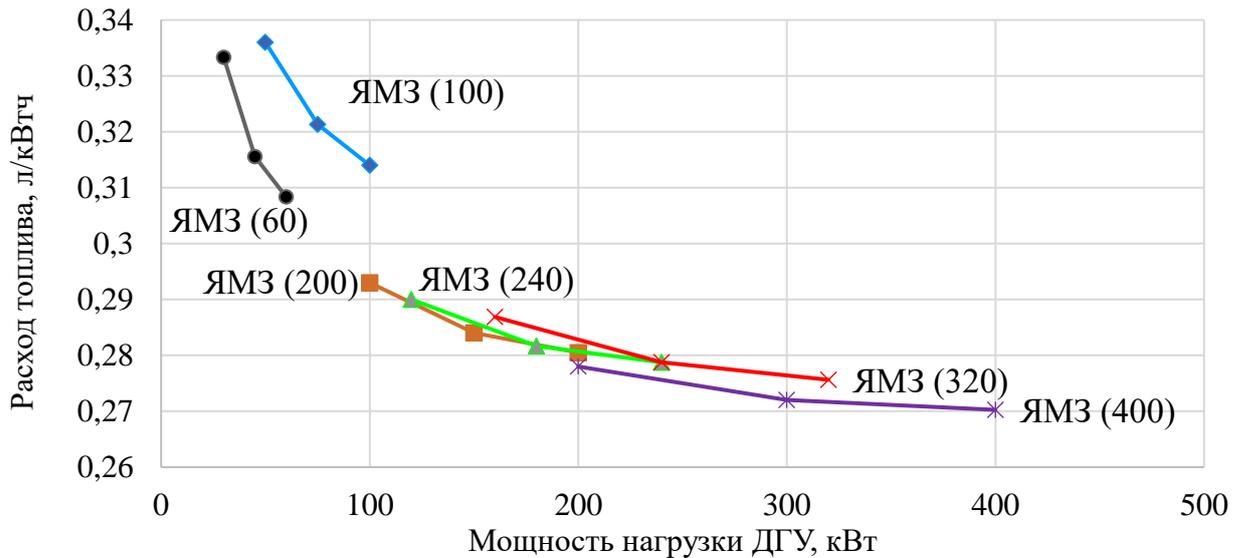


Рисунок А.1 – Удельный расход топлива ДГУ ЯМЗ

На рисунке А.2 показаны расходные характеристики ДГУ Volvo Penta различной номинальной мощности. Часть ДГУ имеет минимальный удельный расход ДТ при коэффициенте загрузки 75%, часть – при 100%.

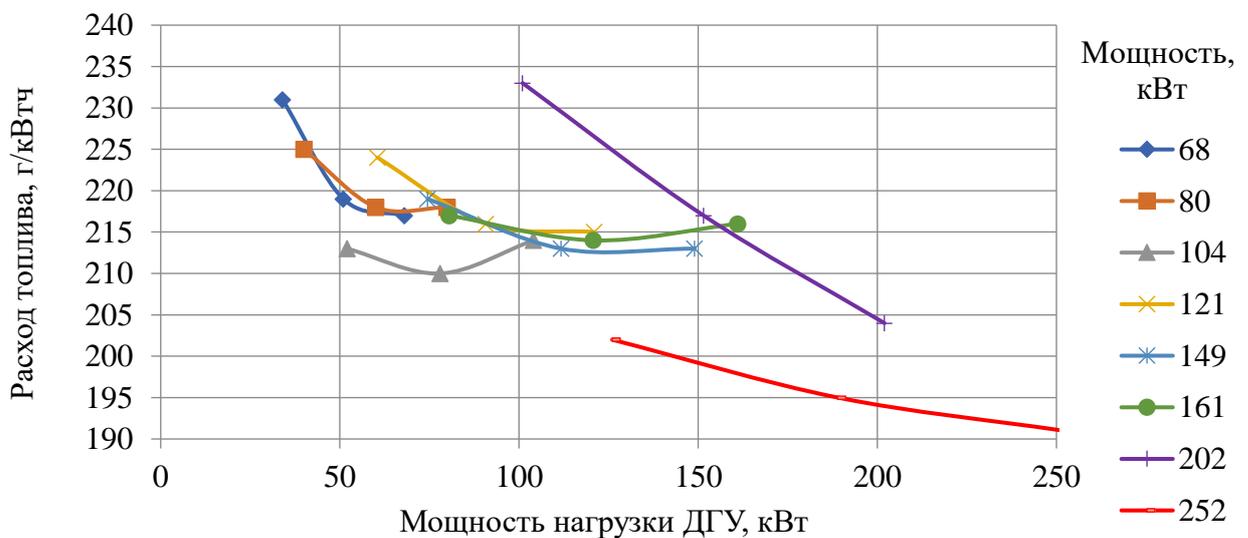


Рисунок А.2 – Удельный расход топлива ДГУ Volvo Penta

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Нахождение коэффициентов аппроксимации зависимости расхода топлива от номинальной мощности и загрузки ДГУ

Код программы в пакете математического моделирования GAMS для нахождения коэффициентов аппроксимации зависимости расхода топлива от номинальной мощности и загрузки ДГУ представлен на рисунке Г.1.

```

1 Set
2 i 'ДГУ' /AD60, AD100, AD200, AD240, AD320, AD400/
3 j 'Загрузка' /half, three-quarters, full/;
4 Parameters
5 Pr(i) 'Номинальная мощность' /AD60 60, AD100 100, AD200 200, AD240 240, AD320 320, AD400 400/
6 L(j) 'Коэффициент загрузки' /half 0.5, three-quarters 0.75, full 1/;
7 Table F(i,j) 'Расход топлива по паспорту, л/ч'
8     half      three-quarters      full
9 AD60      10      14.2      18.5
10 AD100     16.8     24.1      31.4
11 AD200     29.3     42.6      56.1
12 AD240     34.8     50.7      66.9
13 AD320     45.9     66.9      88.2
14 AD400     55.6     81.6     108.1;
15
16 Variables
17 a1 'Коэффициент связи с номинальной мощностью'
18 a2 'Коэффициент связи с мощность нагрузки'
19 d(i,j) 'Квадрат разницы расхода топлива по паспорту и по аппроксимирующей зависимости'
20 S 'Сумма квадратов (целевая функция для минимизации)'
21 Q(i,j) 'Расход топлива по найденной зависимости';
22
23 Equations
24 E1(i,j) 'Вычисление квадратов разницы целевой и аппроксимирующей зависимости'
25 E2 'Вычисление суммы наименьших квадратов'
26 E3(i,j) 'Вычисление расхода топлива по найденной зависимости';
27
28 E1(i,j).. d(i,j) =e= (F(i,j) - (Pr(i)*a1 + L(j)*Pr(i)*a2)) * (F(i,j) - (Pr(i)*a1 + L(j)*Pr(i)*a2));
29
30 E2.. S =e= (sum((i,j), d(i,j)));
31
32 E3(i,j).. Q(i,j) =e= Pr(i)*a1 + L(j)*Pr(i)*a2;
33
34 Model DGU /all/;
35 Solve DGU using nlp minimizing S;

```

Рисунок Г.1 – Код программы для нахождения эмпирических коэффициентов зависимости расхода ДТ ДГУ от номинальной мощности и загрузки ДГУ

На рисунке Г.2 приведён результат решения задачи для ДГУ ЯМЗ номинальной мощностью 60–400 кВт в разработанной программе.

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR a1	-INF	0.0101	+INF	EPS
---- VAR a2	-INF	0.2654	+INF	EPS
a1	Коэффициент связи с номинальной мощностью			
a2	Коэффициент связи с мощность нагрузки			

Рисунок Г.2 – Найденные коэффициенты аппроксимации a_1 и a_2

На рисунке Г.3 представлен результат вычисления расхода дизельного топлива по найденной зависимости при загрузке рассматриваемых ДГУ на 50, 75 и 100% от номинальной мощности.

---- VAR Q Расход топлива по найденной зависимости				
	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
AD60 .half	-INF	8.5681	+INF	.
AD60 .three-quarters	-INF	12.5486	+INF	.
AD60 .full	-INF	16.5291	+INF	.
AD100.half	-INF	14.2802	+INF	.
AD100.three-quarters	-INF	20.9143	+INF	.
AD100.full	-INF	27.5484	+INF	.
AD200.half	-INF	28.5605	+INF	.
AD200.three-quarters	-INF	41.8287	+INF	.
AD200.full	-INF	55.0969	+INF	.
AD240.half	-INF	34.2726	+INF	.
AD240.three-quarters	-INF	50.1944	+INF	.
AD240.full	-INF	66.1163	+INF	.
AD320.half	-INF	45.6968	+INF	.
AD320.three-quarters	-INF	66.9259	+INF	.
AD320.full	-INF	88.1550	+INF	.
AD400.half	-INF	57.1210	+INF	.
AD400.three-quarters	-INF	83.6574	+INF	.
AD400.full	-INF	110.1938	+INF	.

Рисунок Г.3 – Результаты вычисления расхода ДТ по аппроксимирующей формуле с найденными эмпирическими коэффициентами a_1 и a_2

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Снимки экрана компьютерной программы для оптимизации состава источников и накопителей электроэнергии в автономном ЭТК

Программа разработана в Microsoft Office Excel с применением макросов VBA. На рисунке Д.1 представлен фрагмент почасового расчёта мощности генерации ВЭУ, ФЭП, мощности нагрузки, характеристик разряда и заряда СНЭ.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2	local_time	Pw	Ppv	PL		АБ 1480	В начале	Отдано	Получено	В конце
3	Asia/Vladivostok	кВт	кВт							
4	01.01.2019 11:00	3,9	0,065	352			1332,0	179,4	0,0	1152,6
5	01.01.2019 12:00	3,5	0,081	360		Сmax 1332,0	1152,6	152,9	0,0	999,7
6	01.01.2019 13:00	3,9	0,086	366			999,7	143,6	0,0	856,1
7	01.01.2019 14:00	4,8	0,069	363			856,1	173,0	0,0	683,1
8	01.01.2019 15:00	5,8	0,051	369		Сmin 399,6	683,1	215,0	0,0	468,1
9	01.01.2019 16:00	6,9	0,026	359			468,1	68,5	0,0	399,6
10	01.01.2019 17:00	8,4	0,005	352			399,6	0,0	0,0	399,6
11	01.01.2019 18:00	9,2	0,000	350		Сз max 256,0	399,6	0,0	0,0	399,6
12	01.01.2019 19:00	9,2	0,000	355			399,6	0,0	0,0	399,6
13	01.01.2019 20:00	9,6	0,000	354			399,6	0,0	0,0	399,6
14	01.01.2019 21:00	10,3	0,000	362		Ср max 256,0	399,6	0,0	0,0	399,6
15	01.01.2019 22:00	10,7	0,000	356			399,6	0,0	0,0	399,6
16	01.01.2019 23:00	11,1	0,000	357			399,6	0,0	0,0	399,6
17	02.01.2019 0:00	11,5	0,000	349			399,6	0,0	0,0	399,6
18	02.01.2019 1:00	12,6	0,000	369			399,6	0,0	0,0	399,6

Рисунок Д.1 – Фрагмент почасового расчёта мощности

На рисунке Д.2 представлен фрагмент почасового расчёта мощности генерации ВЭС, ФЭС, требуемой мощности генерации ДЭС, и распределение мощности нагрузки между ДГУ.

M	N	O	P	Q	R	S
ВЭУ	ФЭП	ВИЭ	ДГУ треб	3	1	2
7	2520			ДГУ1	ДГУ2	ДГУ3
				240	70	140
25	148	173	0	0	0	0
22	185	207	0	0	0	0
25	198	222	0	0	0	0
31	159	190	0	0	0	0
37	117	154	0	0	0	0
44	59	103	188	0	48	140
53	11	64	288	240	48	0
59	0	59	291	240	51	0
59	0	59	296	240	56	0
61	0	61	293	240	53	0
65	0	65	297	240	57	0
68	0	68	288	240	48	0
70	0	70	287	240	47	0
73	0	73	276	240	36	0
80	0	80	289	240	49	0

Рисунок Д.2 – Фрагмент почасового расчёта мощности

На рисунке Д.3 представлен фрагмент расчёта чистой приведённой стоимости и срока окупаемости инвестиций.

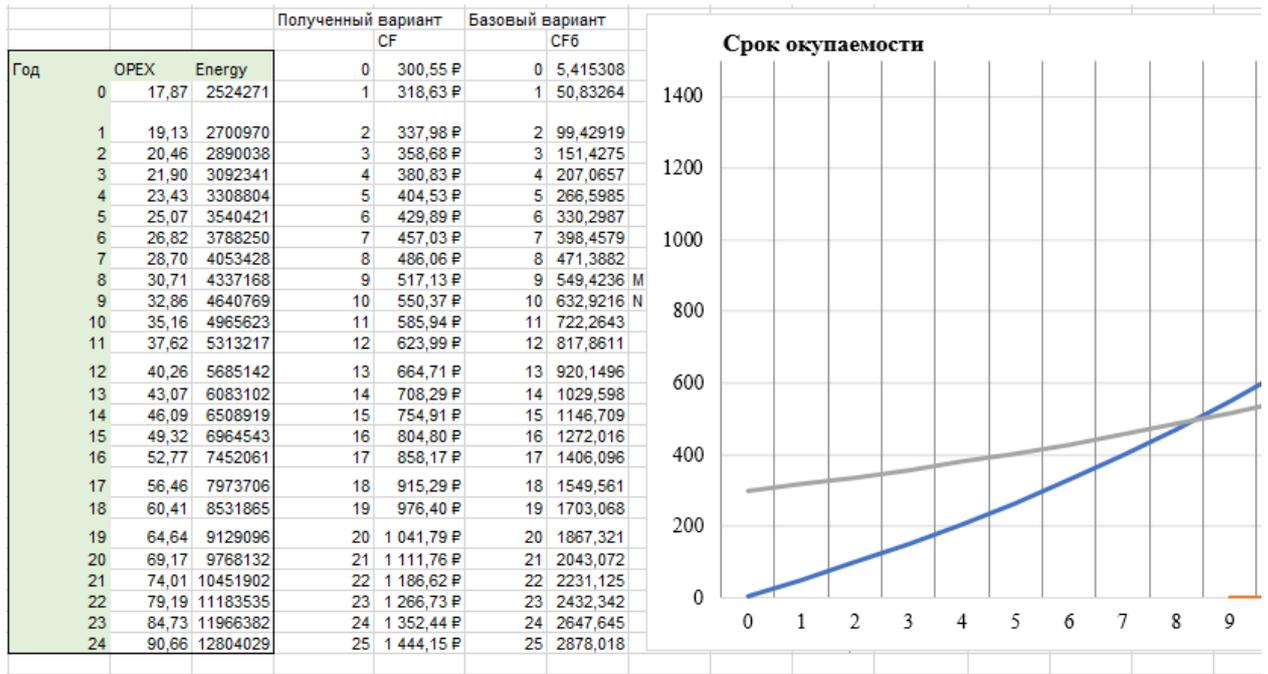


Рисунок Д.3 – Фрагмент расчёта чистой приведённой стоимости и срока окупаемости инвестиций

На рисунке Д.4 представлен фрагмент окна оптимизируемых параметров автономного гибридного ЭТК, основные рассматриваемые технико-экономические показатели и кнопки запуска макросов оптимизации параметров.

ОПТИМИЗАЦИЯ						ПОКАЗАТЕЛИ						Плата за выбросы	Payback
АБ	ВЭУ	ФЭП	ДГУ1	ДГУ2	ДГУ3	CAPEX	ОРЕХ 1	NPV	LCOE	ECO2	ECO2		
0	7	2520	240	70	140	300,55 Р	17,87 Р	1 436,251	9,00	459	11478	5,165	8,31
0,0 кВтч	1575 кВт	995 кВт				млн. руб	млн. руб / год	млн. руб.	руб./кВтч	т/год	т	млн. руб.	лет

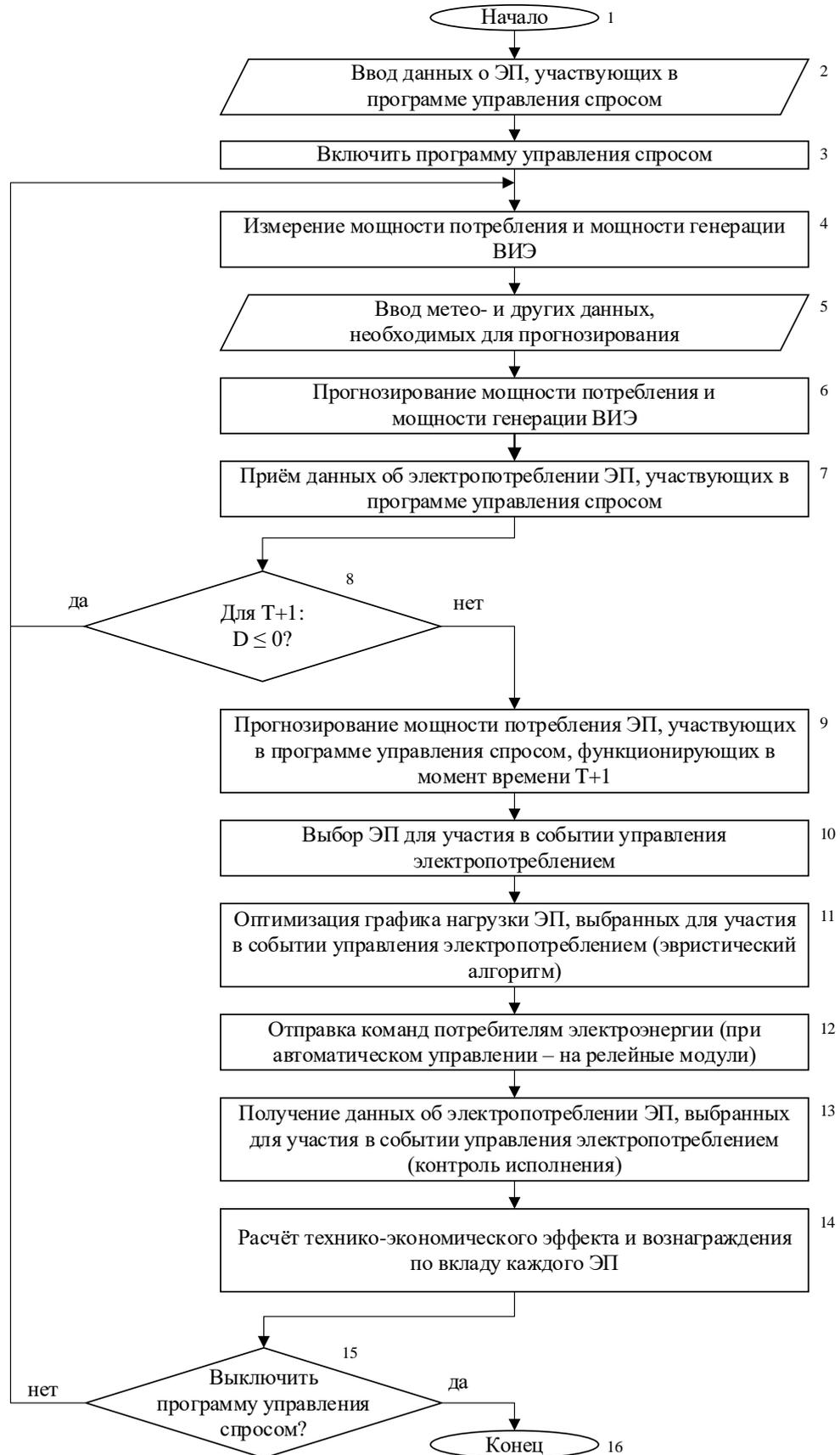
Оптимизация АБ ВЭУ ФЭП

Оптимизация ДГУ

Рисунок Д.4 – Фрагмент окна оптимизируемых параметров и технико-экономических показателей. Кнопки макросов для запуска оптимизации

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Алгоритм функционирования управления спросом на электроэнергию в автономном ЭТК с ВИЭ



ПРИЛОЖЕНИЕ И

Программный код для моделирования ИНС в MATLAB

Программный код для создания ИНС с 1 скрытым слоем, содержащим 4 нейрона, а также подготовки данных – массива Train (обучающая выборка, данные за 2019 г.) и массивов Test2014-Test2018 (тестовые выборки, данные за 2014-2018 гг.) показан ниже.

```
net = narnet (1:4,4)
[Xs, Xi, Ai, Ts] = preparets (net, {}, {}, Train)
[Xs4, Xi4, Ai4, Ts4] = preparets (net, {}, {}, Test2014)
[Xs5, Xi5, Ai5, Ts5] = preparets (net, {}, {}, Test2015)
[Xs6, Xi6, Ai6, Ts6] = preparets (net, {}, {}, Test2016)
[Xs7, Xi7, Ai7, Ts7] = preparets (net, {}, {}, Test2017)
[Xs8, Xi8, Ai8, Ts8] = preparets (net, {}, {}, Test2018)
```

Ниже приведён программный код для многократного ($numNN=100$) обучения ИНС выбранной структуры, а также расчёта MSE для каждой из полученных ИНС.

```
numNN = 100
NN = cell(numNN, 1);
perfs = zeros(numNN, 5);
for i = 1:numNN
NN{i} = train (net, Xs, Ts, Xi, Ai);
y4 = NN{i}(Xs4, Xi4, Ai4)
y5 = NN{i}(Xs5, Xi5, Ai5)
y6 = NN{i}(Xs6, Xi6, Ai6)
y7 = NN{i}(Xs7, Xi7, Ai7)
y8 = NN{i}(Xs8, Xi8, Ai8);
perfs(i,1) = mse(net, y4, Ts4);
perfs(i,2) = mse(net, y5, Ts5);
perfs(i,3) = mse(net, y6, Ts6);
perfs(i,4) = mse(net, y7, Ts7);
perfs(i,5) = mse(net, y8, Ts8);
end
```

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Ошибки прогнозирования скорости ветра при различной структуре ИНС

В таблице К.1 приведены результаты оценки точности ИНС с помощью тестовых данных за 2014–2018 гг. Цветом в таблице К.1 выделены строки с лучшими значениями числа d для данного числа n .

Таблица К.1 – Среднее по 100 ИНС значение СКО

Число нейронов, n	Число прошлых значений, d	Среднее по 100 ИНС значение СКО, $\cdot 10^2$					
		Год					Среднее по годам
		2014	2015	2016	2017	2018	
1	2	6,615	5,826	5,798	6,050	6,465	6,151
	3	6,240	5,496	5,450	5,782	6,104	5,814
	4	6,211	5,455	5,412	5,752	6,073	5,781
	5	6,201	5,456	5,406	5,740	6,067	5,774
	6	6,201	5,456	5,405	5,740	6,065	5,773
2	2	6,575	5,806	5,756	6,033	6,432	6,120
	3	6,141	5,551	5,393	5,719	6,042	5,769
	4	6,071	5,775	5,344	5,664	5,994	5,770
	5	6,096	5,417	5,340	5,666	5,998	5,704
	6	6,083	5,396	5,336	5,658	5,992	5,693
3	2	6,548	5,830	5,728	6,023	6,407	6,107
	3	6,089	5,456	5,362	5,695	6,007	5,722
	4	6,019	5,366	5,298	5,634	5,953	5,654
	5	6,031	5,369	5,289	5,627	5,946	5,652
	6	6,030	5,371	5,291	5,697	5,947	5,667
4	2	6,534	5,836	5,721	6,016	6,395	6,100
	3	6,046	5,412	5,335	5,671	5,973	5,687
	4	6,003	5,343	5,276	5,617	5,932	5,634
	5	6,000	5,361	5,274	5,623	5,933	5,638
	6	6,017	5,355	5,274	5,618	5,937	5,640

Продолжение таблицы К.1

5	2	6,529	6,178	5,717	6,011	6,389	6,165
	3	6,035	5,428	5,323	5,667	5,961	5,683
	4	5,988	5,365	5,271	5,623	5,922	5,634
	5	5,974	5,338	5,259	5,617	5,918	5,621
	6	5,974	5,326	5,261	5,611	5,915	5,617
6	2	6,508	6,045	5,710	6,008	6,373	6,129
	3	6,030	5,508	5,321	5,662	5,953	5,695
	4	5,981	5,341	5,256	5,619	5,914	5,622
	5	5,986	5,343	5,252	5,611	5,913	5,621
	6	5,984	5,402	5,252	5,616	5,916	5,634
7	2	6,504	6,138	5,705	6,005	6,375	6,146
	3	6,023	5,449	5,306	5,659	5,943	5,676
	4	5,957	5,324	5,233	5,606	5,889	5,602
	5	5,978	5,361	5,243	5,610	5,908	5,620
	6	5,977	5,342	5,253	5,612	5,920	5,621
8	2	6,505	6,227	5,704	6,009	6,372	6,163
	3	6,008	5,442	5,301	5,659	5,933	5,669
	4	5,983	5,361	5,238	5,610	5,900	5,618
	5	5,958	5,348	5,241	5,611	5,908	5,613
	6	6,016	5,355	5,258	5,633	5,919	5,636

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Акт внедрения результатов диссертационной работы



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЭНЕРГОМАСТЕРГРУПП»**

Россия, 192177, г. Санкт-Петербург,
ул. Караваяевская 57, литер А, пом. 8, ком. 27, оф. 1
тел.: +7-812-677-01-94, +7-812-677-47-86
email: info@emgrus.com, www.emgrus.com
ИНН 7811733234 | КПП 781101001 |
ОГРН 1197847156847 | ОКПО 40567923

Адресат:

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский
горный университет»
199106, Россия, г. Санкт-Петербург
21-я линия В.О., д. 2

30.06.2021г.

№ 49-ЭМГ-21

Тема: по вопросам практического
внедрения диссертационной работы

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов диссертационной работы Лаврика А.Ю.
на тему «Повышение энергоэффективности автономных электротехнических
комплексов путем обоснования состава и режимов работы с учетом предиктивных
алгоритмов управления нагрузкой»

Диссертационная работа Лаврика Александра Юрьевича посвящена решению
актуальной научно-технической задачи повышения энергоэффективности
автономных электротехнических комплексов путем выбора их оптимального
состава и режимов работы.

Результаты, представленные в диссертации Лаврика А.Ю., представляют
практический интерес и приняты к использованию в ООО
«ЭНЕРГОМАСТЕРГРУПП». В частности, разработанная методика выбора
оптимального состава дизель-генераторов и энергоустановок на базе
возобновляемых источников энергии используется при реконструкции автономных
электротехнических комплексов удалённых объектов Арктической зоны РФ.

*С уважением,
Технический директор*

ООО «ЭНЕРГОМАСТЕРГРУПП»



Сирота С.В.



ПРИЛОЖЕНИЕ М

Свидетельство о государственной регистрации изобретения

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2726943

**СПОСОБ СНИЖЕНИЯ РАСХОДА ТОПЛИВА ДИЗЕЛЬ-
ГЕНЕРАТОРНЫМИ УСТАНОВКАМИ В ГИБРИДНОЙ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ
ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Лаврик Александр Юрьевич (RU),
Жуковский Юрий Леонидович (RU)*

Заявка № 2020100842

Приоритет изобретения 09 января 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 17 июля 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 09 января 2040 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Излиев Г.П. Излиев

