

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

На правах рукописи

Батуева Дарья Евгеньевна



**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА С АВТОНОМНЫМ
ПИТАНИЕМ НА ОСНОВЕ ПРОГНОЗА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ С
УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ**

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Шклярский Я.Э.

Санкт-Петербург – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ ВДЭС В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ	11
1.1 Проблемы электросетевых комплексов в Арктике и на территориях Крайнего Севера	11
1.2 Анализ отечественного и зарубежного опыта эксплуатации ВЭС в экстремальных условиях.....	17
1.3 Возможности и ограничения электроснабжения электротехнических комплексов с использованием ВЭУ и ДГУ	20
1.4 Анализ публикаций по вопросам прогнозирования энергопотребления и работы ветродизельных комплексов.....	23
1.5 Определение внешних климатических факторов, влияющих на работу ВДЭС	27
1.6 Анализ исходных данных объекта.....	28
1.7 Особенности электротехнического комплекса и состав оборудования.....	32
1.7.1 Анализ схемы энергоснабжения до модернизации.....	32
1.7.2 Схема электроснабжения.....	36
1.7.3 Основное и вспомогательное оборудование ВЭУ	38
1.7.4 Технические характеристики оборудования	41
1.8 Расчет показателей нагрузки	42
1.9 Принцип работы электротехнического комплекса	43
1.10 Цели и задачи диссертационной работы	46
1.11 Выводы по Главе 1	47
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВЕТРОДИЗЕЛЬНОМ КОМПЛЕКСЕ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА SSA.....	50
2.1 Выбор методики прогнозирования энергопотребления объекта.....	50
2.2 Анализ и подготовка исходных данных генерации электроэнергии для анализа методом SSA	54

2.3 Анализ SSA разложения для ВЭУ и ДЭС	59
2.3.1 Анализ выработки ВЭУ	59
2.3.2 Анализ ДЭС.....	62
2.3.3 Анализ влияния климатических факторов.....	65
2.4 Сравнение результатов анализа исходных временных рядов.....	67
2.5 Восстановление отсутствующих данных.....	69
2.6 Методика построения прогноза энергопотребления	72
2.7 Выводы по Главе 2	73
ГЛАВА 3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ARMA	75
3.1 Проверка временного ряда на стационарность и нормальность распределения	75
3.1.1 Описательная статистика.....	76
3.1.2 Тест Дики-Фуллера	78
3.1.3 Преобразование Бокса-Кокса	81
3.2 Разработка модели прогнозирования энергопотребления.....	82
3.2.1 Анализ моделей для построения прогноза.....	82
3.2.2 Модель ARMA	83
3.3 Анализ и оценка модели	87
3.4 Выводы по Главе 3	88
ГЛАВА 4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.....	90
4.1 Внедрение прогноза энергопотребления в электротехнический комплекс.....	90
4.2 Замена ДГУ	94
4.3 Критерии эффективности	95
4.3.1 Эффективность использования ДЭС	95
4.3.2 Отключение и включение нагрузки по приоритету.....	99
4.4 Перспективы развития темы.....	101
4.5 Выводы по Главе 4	103

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	104
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	106
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ А Результат интеллектуальной собственности.....	118

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Электроснабжение объектов на территории Арктики и Крайнего Севера является изолированным от Единой энергосистемы и осуществляется от автономных источников электроснабжения – дизель-генераторных установок (ДГУ). Особенности географических и климатических условий Арктической зоны способствуют повышению уровня технологических рисков и требуют адаптации оборудования. Реализация проектов, связанных с развитием децентрализованных энергосистем на основе ветроэнергетических установок (ВЭУ), для работы которых имеется значительный ветропотенциал, является перспективной задачей, если решить логистические и инфраструктурные проблемы. В исследовании рассматривается потребление электрической энергии, выдаваемой генераторами ДГУ и ВЭУ и получаемой потребителем с коммунально-бытовым характером нагрузки. Параллельная работа ВЭУ и ДГУ позволит покрыть пики электрической нагрузки, которые возникают вследствие перепадов температур.

Прогнозирование энергопотребления и генерации электроэнергии позволит повысить эффективность использования электротехнического комплекса и планирования режимов работы. Результаты использования известных методов прогнозирования могут обладать различной точностью, поскольку исследование тесно взаимосвязано с изменениями в процессе электропотребления объектом, типом нагрузки потребителей и внешними климатическими изменениями. Не все методы прогнозирования позволяют отразить влияние таких параметров, как сезонные условия и климатические изменения при формировании планируемого графика нагрузок и графика выработки электроэнергии ветроустановками в ветродизельном комплексе. Поэтому в электроэнергетике все чаще применяются методы машинного обучения и построение на основе таких алгоритмов прогнозных моделей.

Так, применение метода сингулярного спектрального анализа (Singular Spectrum Analysis, SSA) позволит установить взаимосвязь изменения внешних климатических факторов и работы электротехнического комплекса на уровне шумовых компонент и, впоследствии, определить методику построения прогноза энергопотребления. Актуальность диссертационного исследования определяется необходимостью прогнозирования энергопотребления для решения выше указанных задач и разработкой методики.

Соответствие темы диссертации паспорту научной специальности:

Диссертация соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы:

П.1 Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем.

П.4 Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов и систем в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях.

Степень разработанности темы исследования

Проблемами обеспечения электроснабжения потребителей в Арктике и вопросами исследования режимов работы ветродизельных комплексов занимаются многие отечественные ученые, среди которых Елистратов В.В., Лукутин Б.В., Соснина Е.Н. и другие.

Однако в работах перечисленных авторов не рассматривается применение методов машинного обучения для анализа энергопотребления и генерации электроэнергии в ветродизельном комплексе и уделено недостаточно внимания построению на основе таких алгоритмов прогнозных моделей.

Основоположниками метода главных компонент являются следующие ученые: метод изобретен К. Пирсоном в 1901 г., с работы Т. Хасты началось изучение главных многообразий, основные руководства изложены в работах Айвазяна С.А., Бухштабера В.М., Енюкова И.С., Мешалкина Л.Д., современные обзоры представлены работами Д. Вунша, Горбань А.Н., Зиновьева А.Ю., Б. Кегль.

Метод Singular Spectrum Analysis (SSA) является последователем метода главных компонент. Данный метод был подробно рассмотрен в работах отечественных ученых: Галактионова Ю.К., Голяндина Н.Э., Данилова Д.Л. и Жиглявского А.А., Ефимова В.М., Шушпановой Н.Ф.

Темы прогнозирования временных рядов электропотребления, проблемы надежности балансов энергии рассмотрены в работах: Абрамовича Б.Н., Беляева Н.А., Седова А.В., Воропая Н.И., Каялова Г.М., Бэнна Д.В., Усатикова С.В., Гальяны Ф.Д., Надтоки И.И., Степанова В.П., Сухарева М.Г., Гордеева В.И., Гурского С.К., Гамма А.З., Доброжанова В.И., Дж. Гросса, Макоклюева Б.И., Коровкина Н.В., Фармера Е.Д. и других известных ученых.

Объект исследования – электротехнический комплекс, питающийся от автономных источников энергии, включающих ветроэнергетическую установку и дизель-генераторы.

Предмет исследования – энергообеспечение объекта с коммунально-бытовой нагрузкой при изменяющихся климатических условиях.

Цель работы – повышение эффективности и бесперебойности электроснабжения электротехнического комплекса с автономным питанием в различных климатических условиях.

Идея работы. Повышение эффективности и бесперебойности электроснабжения электротехнического комплекса с автономным питанием осуществляется на основе применения разработанной методики прогнозирования электропотребления с учетом дополнительно введенной зависимости его значения от климатических условий в различное время года.

Основные задачи исследования:

1. Анализ существующих методов и методик прогнозирования с целью выработки требований для разработки прогнозной модели энергопотребления.
2. Анализ процесса потребления электрической энергии на основе SSA анализа с целью выявления в нем взаимосвязей с изменениями климатических условий и выбора метода прогнозирования, обеспечивающего наиболее высокую точность прогноза.
3. Разработка методики прогнозирования генерации и энергопотребления с целью планирования необходимых объемов генерации электрической энергии. Формирование набора исходных данных для модели прогнозирования электропотребления потребителей.
4. Разработка прогнозной модели процесса электропотребления потребителей с учетом метеофакторов на основе модели ARMA (модель авторегрессии – скользящего среднего).
5. Определение экономической оценки эффективности внедрения методики прогнозирования нагрузки.

Научная новизна работы:

Установлены зависимости формирования графика генерации электрической энергии ветродизельным комплексом на основе проведенного SSA анализа.

Сформирована методика построения модели для прогнозирования энергопотребления с использованием климатических характеристик и накопленных данных о потреблении электрической энергии за исследуемый период времени.

Создана прогнозная модель энергопотребления и генерации на основе модели ARMA (модель авторегрессии – скользящего среднего) для электротехнического комплекса с автономным питанием, учитывающая влияние изменения внешних климатических условий.

Теоретическая и практическая значимость работы:

Представлены методические рекомендации по формированию методики построения модели для прогнозирования энергопотребления с использованием климатических характеристик и накопленных данных о потреблении электрической энергии за определенный период времени.

Разработана прогнозная модель энергопотребления на основе модели ARMA для электротехнического комплекса, учитывающая влияние изменения внешних климатических условий.

Результаты диссертационной работы могут быть использованы для анализа данных генерации и прогнозирования энергопотребления на других объектах, имеющих в своем составе ветродизельный комплекс.

Методология и методы исследований

В рамках диссертационной работы были применены следующие методы: теоретические научные исследования осуществлялись с использованием методов численного анализа в пакете Microsoft Office Excel; при построении модели прогнозирования применялись методы регрессионного, факторного анализа, машинного обучения и программирования на языке Python, математического моделирования и прогнозирования.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Применение метода формирования величины генерации в ветродизельном комплексе, основанного на полученных зависимостях потребления электроэнергии от климатических условий с использованием метода спектрального анализа (SSA) и модели авторегрессии – скользящего среднего (ARMA), позволяет обоснованно выбрать мощность и состав генерируемых установок в ветродизельном комплексе.

2. Планирование необходимых объемов генерации электроэнергии, распределяемой между ветроустановкой и дизель-генераторной установкой, может осуществляться на основе разработанной модели прогнозирования генерации энергии ветроустановкой в зависимости от климатических факторов и электрической нагрузки, что повысит эффективность работы автономного электротехнического комплекса.

Степень достоверности результатов исследования подтверждается теоретическими обоснованиями и использованием методов регрессионного, факторного анализа и программирования на языке Python с использованием базы данных с объекта, расположенного в Хабаровском крае.

Апробация результатов. Основные положения и результаты диссертационной работы были представлены на всероссийских и международных конференциях:

- III международной научной конференции «Арктика: история и современность», г. Санкт-Петербург, 2018 г.;
- Международной конференции «ВНТ – FREIBERGER UNIVERSITÄTSFORUM» в ТУ «Фрайбергская горная академия», Германия, 2018 г.;
- Конференции молодых исследователей России по электротехнике и электронике IEEE, г. Санкт-Петербург, 2019 г.;
- 62 Международной научной конференции в Горно-геологический университет им. И. Рылъски, Болгария, 2019 г.;
- International Scientific Conference on Energy, EECSE-2019, г. Санкт-Петербург, 2019 г.;
- III Международном молодежном научно-практическом форуме «Нефтяная столица» 2020 г.;
- Международной научно-практической конференции «IPDME-2020», г. Санкт-Петербург, 2020 г.

Личный вклад автора

В рамках исследования автором были сформулированы цели и задачи диссертационного исследования, был проведен обзор зарубежной и отечественной научной литературы по теме исследования, проведен анализ существующих методов прогнозирования. Сформулированы и доказаны научные положения. Разработана методика прогнозирования для объекта с коммунально-бытовой нагрузкой на основе исследованных существующих методов и модель для решения задач прогнозирования энергопотребления. Проведена интерпретация полученных результатов моделирования и сделаны выводы. Подготовлены научные публикации и представлены на конференциях основные результаты диссертационной работы.

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 5 печатных работах, в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты

диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о регистрации государственной программы для ЭВМ.

Структура работы

Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 108 наименований, и 1 приложения. Диссертация изложена на 118 страницах машинописного текста, содержит 55 рисунков и 18 таблиц.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность кандидату технических наук, доценту, директору Учебно-научного центра цифровых технологий Санкт-Петербургского горного университета Юрию Леонидовичу Жуковскому за помощь в подготовке и проведении научных исследований.

ГЛАВА 1 НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАБОТЫ ВДЭС В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

В первой главе рассмотрены проблемы электроснабжения и электросетевых комплексов на территории Арктики и Крайнего Севера, выделен регион, являющийся объектом исследования, типовые потребители электроэнергии и их характерные графики нагрузок. Проанализирован опыт эксплуатации ветроэнергетических установок в экстремальных условиях на территории России и за рубежом в схожих климатических условиях. Как следствие, выделены основные барьеры и ограничения, а также возможности для внедрения ветродизельных комплексов на территории Арктики и Крайнего Севера для электроснабжения бытовых и промышленных потребителей. Также проведен анализ публикаций по вопросам прогнозирования энергопотребления и режимов работы ветродизельных комплексов, что является предметом данного исследования. Проведя корреляцию климатических факторов, как потенциально влияющих на процесс энергопотребления, определено, что в первую очередь на изменение объемов потребления электроэнергии влияют температура воздуха окружающей среды, сезонность и продолжительность светового дня, что будет учитываться при прогнозе энергопотребления. Описан принцип работы электротехнического комплекса и система его электроснабжения, а также алгоритм работы системы автоматического управления. В заключение сформулированы цель и задачи исследования.

1.1 Проблемы электросетевых комплексов в Арктике и на территориях Крайнего Севера

На сегодняшний день 60-70% территории Российской Федерации составляют зоны децентрализованного электроснабжения и неэлектрифицированные зоны, которые преимущественно расположены на территории Арктики и Крайнего Севера [61].

Арктическая зона Российской Федерации состоит из 8 регионов, каждый из которых обладает различным потенциалом для внедрения на их территориях возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [9]:

– Мурманская область – целесообразно развитие ветросолнечных и дизельных комплексов в удаленных селах, а также ветропарков, работающих совместно с гидроэлектростанциями (в централизованной энергосистеме). На этой территории уже есть успешный опыт ветровой генерации в относительно мягком климате.

– Архангельская область – расширение использования древесного топлива с соблюдением экологических параметров, применение опыта Мурманской области по использованию комплексов на базе ветроустановок (ВЭУ), солнечных установок и дизель-

генераторов (ДГУ) на побережье Белого моря к другим объектам. Здесь же присутствует неудачный опыт использования ветровой генерации, в центральной части Архангельской области относительно небольшой солнечный и ветровой потенциал, приоритетно в первую очередь развитие сети линий электропередач (ЛЭП).

– Ненецкий автономный округ – возможно развитие ВИЭ на территориях добычи нефти и газа и увеличение доли ветровой генерации на побережье. Перспективно развитие сетей ЛЭП, требуется замена дизельных электростанций (ДЭС), для региона характерны проблемы доставки топлива в удаленные поселки.

– Ямало-Ненецкий автономный округ – развитие ВИЭ в местах разработки нефтегазовых месторождений, увеличение доли ветровой генерации на побережье. Однако ситуацию усложняют экстремальные условия на подобных территориях, где велик ветровой потенциал, имеется небольшой потенциал для развития солнечной генерации. В целом в регионе хорошее состояние дизельных станций.

– Таймырский автономный округ – возможно использование ветровой генерации на побережье, однако, там присутствуют экстремальные условия для эксплуатации электрооборудования и небольшой солнечный потенциал.

– Республика Саха (Якутия) – использование ветровой генерации в прибрежных районах, а также высокий солнечный потенциал, существуют проблемы доставки топлива в удаленные поселки. На сегодняшний день регион является лидером развития ВИЭ в Российской Арктике.

– Чукотский автономный округ – существует потенциал использования ветроэлектростанций (ВЭС) в прибрежных районах, возможно использование геотермальной энергии, в регионе наблюдался неудачный опыт ветровой генерации, существуют проблемы доставки топлива в удаленные поселки, состояние дизельных электростанций хорошее.

– Камчатский край – перспективно развитие ветродизельных комплексов, использование большого потенциала геотермальной энергии, в том числе необходимо обновление дизельных электростанций. Долгие годы сохраняются технические и финансовые проблемы для развития геотермальной энергетики.

Исходя из вышесказанного, можно выделить регионы, перспективные для развития ветроэнергетики. В одном из таких регионов со схожими климатическими условиями (территория частично отнесена к районам Крайнего Севера), а именно в Хабаровском крае (Охотский район) на территории входной базы Унчи ООО «Светлое» находится объект исследования – ветродизельный комплекс, установленная мощность ВЭУ 100 кВт,

установленная мощность дизель-генераторных установок 58 кВт и 120 кВт, мощность резервной ДГУ 144 кВт, однако, износ оборудования ДГУ оценивается в 50%, 60% и 90% соответственно.

На всей территории Арктической зоны проблемы, связанные с использованием ВИЭ, стоят острее, чем в основной части страны [42, 48]. А износ оборудования ДГУ практически во всех регионах выше 50% [98, 99].

Типовыми потребителями электроэнергии на этих территориях являются в основном города с небольшим населением, поселки, чаще всего достаточно удаленные друг от друга, а также производственные комплексы по добыче полезных ископаемых, так как Арктика является стратегической зоной для освоения месторождений.

В Арктической зоне имеется большое количество автономных источников электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией промышленные предприятия и коммунально-бытовую нагрузку регионов и работающие изолированно от единой энергосистемы. Такими автономными источниками электроснабжения являются в основном дизельные электростанции, работающие на дизельном топливе (таблица 1.1.1).

Таблица 1.1.1 – Отгрузка нефтепродуктов для Арктической зоны в 2019 г.

Сухопутные территории Арктической зоны	Доля ФО в общероссийском объеме			Отгрузка, тыс. т		
	Бензины	Дизельное топливо	Мазут	Бензинов автомобильных	Топлива дизельного	Мазута топочного
	0,9 %	3,2 %	11,8 %	304	1 264	1 520

Дизельные электростанции обладают низким коэффициентом полезного действия (КПД) и имеют высокую себестоимость производства электроэнергии, которая может составлять до 80-120 рублей за кВт·ч с учетом того, что топливо для ДЭС доставляется запланировано один раз в год [61].

В то же время средняя цена за кВт·ч электроэнергии в зоне централизованного энергоснабжения в среднем составляет 3-5 рублей для конечного потребителя. Эксплуатация ветродизельных комплексов в децентрализованных зонах сможет привести к снижению себестоимости электроэнергии в основном за счет сокращения объемов топлива, срок окупаемости проектов в среднем может составить 3-5 лет. Также, как дополнительный эффект, может быть достигнуто снижение выбросов загрязняющих веществ и отходов при эксплуатации ДЭС.

Для повышения эффективности работы электротехнических комплексов необходимо планировать не только модернизацию и расширение существующего электросетевого комплекса, но и модернизировать систему в рамках концепции децентрализации с использованием возобновляемых источников энергии и систем

накопления энергии (СНЭ) [108] в кооперации с интеллектуальной энергетикой и повышением энергоэффективности [90].

Проанализировав карты ветрового потенциала России, было выявлено, что около 50% территории страны, которая не имеет централизованной системы электроснабжения (СЭС) (рисунок 1.1.1), расположено в регионах с высоким ветропотенциалом [14].



Рисунок 1.1.1 – Зоны централизованного энергоснабжения и технологически изолированные зоны

На рисунке 1.1.2 приведена карта ветропотенциала в Российской Федерации на уровне 100 м над поверхностью земли:

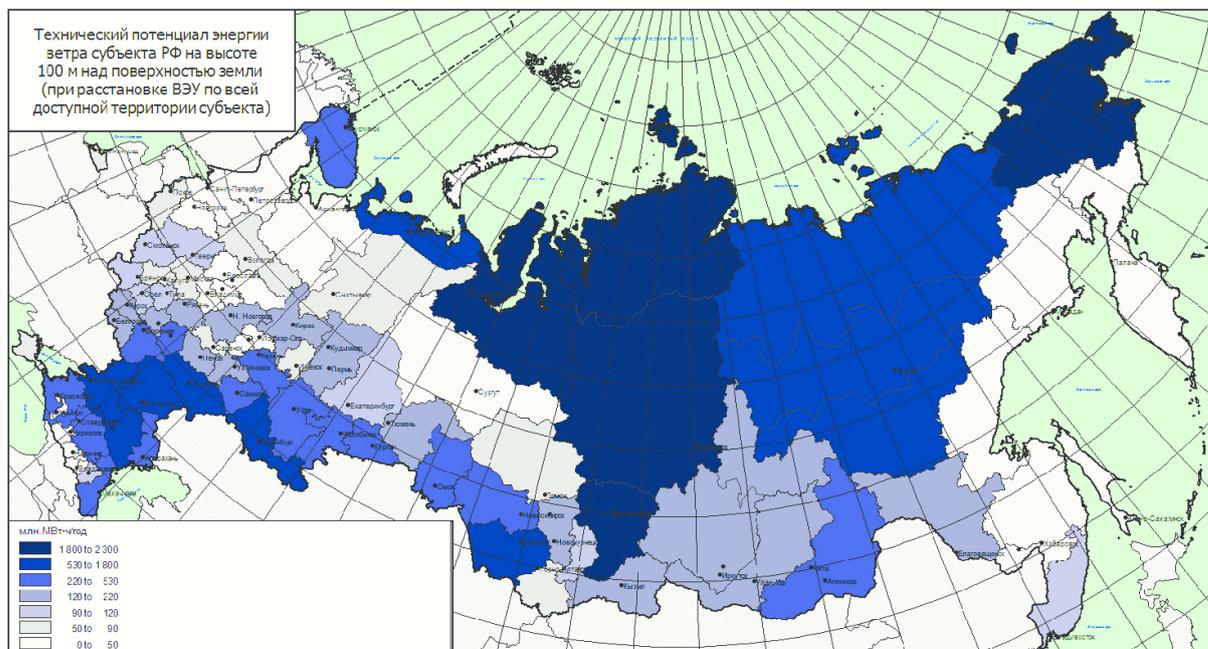


Рисунок 1.1.2 – Ветроэнергетический потенциал Российской Федерации

Значение технического потенциала ветроэнергетики в Арктических регионах превалирует над технико-экономическими данными электростанций, что позволяет

полностью покрывать расходы условного топлива на производство энергии [107]. Возможна значительная экономия традиционных органических энергоресурсов за счет использования ветроэнергетики, как потенциала для ресурсосбережения [64]. Такие сэкономленные ресурсы могут быть отправлены в те регионы, где метеорологические условия не позволяют устанавливать ВЭУ для электроснабжения населенных пунктов.

Известно, что скорость ветра в прибрежных Арктических зонах превышает стандартные значения, такие как 5-7 м/с, это считается довольно благоприятным условием для экономически эффективного использования энергии ветра [7].

Однако данные, нанесенные на ветровые карты, не позволяют точно определить потенциал выработки электроэнергии ветроэлектростанцией, так как, во-первых, не учитывают все необходимые параметры для расчета, такие как рельеф местности, экологические условия и ограничения, удаленность от ближайших строений и зданий и их высотность, во-вторых, работа должна быть основана на изучении получаемых данных, которые обрабатываются и анализируются в режиме реального времени, например, на основе нейронных сетей и с использованием методов машинного обучения. Еще одним недостатком ветровых карт является площадь исследуемых точек, то есть разрешение карт не позволяет определять местоположение ветроустановок с точностью менее 1 км.

Для реализации проектов по внедрению ВИЭ нужны зарубежные источники финансирования, международные проекты или российские инвестиции, как государственные, так и со стороны частных компаний. Низкий интерес в развитии ВИЭ органов государственной власти в регионах прежде всего объясняется преимуществами со стороны других, более классических решений – строительство ЛЭП и модернизация дизельных электростанций, то есть замена на новые установки (без ВИЭ), а также недоверием к надежности данных технологических решений ввиду эксплуатации ВИЭ в экстремальных климатических условиях. Однако стремление снизить риск срывов поставки топлива, уменьшить зависимость от привозного топлива в рамках «северного завоза» и максимально использовать местные энергоресурсы для сокращения негативного влияния на окружающую среду – одни из самых значимых аргументов в пользу развития и использования ВИЭ.

Кроме того, изолированная генерация имеет ряд логистических и инфраструктурных трудностей, проблемы вызывает и эксплуатация ВЭС в труднодоступных районах. Основные задачи и требования при обосновании необходимости развития изолированных систем представлены в статье [55]. В частности, для ВЭУ доставка лопастей и других частей конструкции становится сложной

логистической задачей, которую на данный момент трудно преодолеть. Также необходима транспортировка крана для монтажа гондолы ветрогенератора на высоту 80 м и более, что также ограничивает эксплуатацию ВЭУ на территориях, куда сложно доставить необходимую технику в виду отсутствия транспортной инфраструктуры или всепогодных автомобильных дорог с твердым покрытием, которое не должно деформироваться при климатических изменениях [94]. На местах установки требуются такие конструкции, которые могли бы быть смонтированы в подобных климатических условиях и работать при экстремальных холодах и шквальных ветрах.

Основными потребителями электроэнергии в населенных пунктах, не имеющих промышленных предприятий, являются котельные установки, работающих на мазуте или угле. Энергопотребление в таких населенных пунктах является неравномерным в зависимости от сезона, так как график нагрузки формируется в зависимости от работы насосов системы отопления. Отклонение реального энергопотребления составляет от 11% до 56% от планируемых графиков нагрузки, и следует отметить, что на летние месяцы приходится максимум отклонения электропотребления. Стабильно низкие температуры воздуха наблюдаются только зимой, в остальные периоды года (весной, летом и осенью) средняя температура с каждым месяцем существенно изменяется, что влечет за собой и сдвиг графика нагрузки.

Если рассматривать удаленные районы и поселки, в которых имеются промышленные предприятия, то график нагрузки будет напрямую зависеть от циклов работы электрооборудования, однако, при использовании ветродизельного комплекса в качестве одного из источников электроснабжения вопрос с влиянием климатических изменений на работу ВЭС остается, что также необходимо прогнозировать совместно с прогнозом энергопотребления электротехнического объекта.

Таким образом, электроснабжение Арктики является изолированным от Единой энергосистемы и осуществляется от автономных источников электроснабжения – дизель-генераторов. Однако повышенные расходы на топливо и его доставку определяют высокую стоимость электроэнергии для потребителей, а выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и объемы отходов от использованного топлива ухудшают экологическую ситуацию в регионе. Поэтому реализация проектов, связанных с развитием децентрализованных энергосистем на основе ветроэнергетических установок, для работы которых имеется значительный ветропотенциал, является перспективной задачей, если решить логистические и инфраструктурные проблемы. Так, объектом исследования в работе является электротехнический комплекс, питающийся от ветродизельной

электростанции и расположенный на входной базе Унчи ООО «Светлое» в Хабаровском крае.

1.2 Анализ отечественного и зарубежного опыта эксплуатации ВЭС в экстремальных условиях

Рассматривая зарубежный опыт применения ветроустановок в северных странах, было выяснено, что ветроустановки могут частично заменять дизельные электростанции и работать в составе ветродизельного комплекса, что позволит снизить расход дизельного топлива, так как оно зачастую является дорогостоящим, в том числе может завозиться из-за границы. На крайнем севере Квебека (Канада) работает ВЭС, на которой одна ветровая турбина мощностью 3 МВт заменяет более 2 тыс. тонн дизельного топлива в год. К тому же северные поселения Канады характеризуются изолированностью от газотранспортных систем и североамериканских электросетей. Согласно планам канадских территорий и штата Аляска установленная мощность возобновляемых источников энергии на севере страны будет увеличиваться в течение долгого времени, что обусловлено обеспечением устойчивого экономического развития Арктических регионов, а также необходимостью защиты северной экосистемы, однако, это довольно спорный вопрос ввиду последующей необходимой утилизации лопастей, составляющих частей ветроустановок и панелей солнечных электростанций.

На Аляске, самом северном штате США, установленная мощность ветрогенераторов достигла в 2017 году 62 МВт [59]. Самым крупным проектом является ветропарк, состоящий из 11 ветроэнергетических установок суммарной мощностью 17,6 МВт в районе города Анкоридж. Это позволяет экономить 500 млн куб. м природного газа ежегодно, а также обеспечить спрос на электроэнергию около 6 тыс. домов, расположенных в столице штата.

Норвегия имеет самый большой ветровой потенциал среди европейских стран. На сегодняшний день уже построено и введено в эксплуатацию около 30 ветряных электростанций суммарной мощностью более 900 МВт.

В то же время у каждого региона России в рамках долгосрочного планирования сформированы цели, при реализации которых могут возникнуть некоторые трудности [44]. К ним могут относиться проблемы на федеральном уровне, связанные с частью оборудования, произведенного компаниями в России. На данный момент эти требования относятся только к установкам, поставляющим электроэнергию в Единую энергосистему России, но имеется тенденция, чтобы в автономной генерации также использовалось оборудование отечественных производителей [43]. В России наблюдается

достаточно много станций на основе ВИЭ по 20 МВт и более, удовлетворяющих необходимым требованиям локализации. Однако все станции расположены в южных районах страны, и возникает вопрос о работе произведенного или собранного оборудования в России в условиях экстремальных температур и других характерных для Крайнего Севера метеофакторов.

На сегодняшний день существует довольно большое количество ветроэнергетических установок в специальном арктическом исполнении, хотя этот рынок может включать в себя гораздо большее количество решений и проектов, поскольку зоны с экстремальными и суровыми климатическими условиями также находятся на территории Северной Европы и Северной Америки. Однако, стоит отметить, что условия климата на территории России отличаются от климатических условий Европы, Канады или США.

На сегодняшний день в поселке Тикси в Республике Саха (Якутия) в ноябре 2018 года компания ПАО «РусГидро» ввела в эксплуатацию ВЭС мощностью 900 кВт, состоящую из трех установок японского производства, оборудование произведено компанией Komaihaltek., спроектированное для экстремальных ветровых и температурных условий (подобное оборудование успешно работает в поселке Усть-Камчатск, но температурный режим на той территории более мягкий). Данные ветроустановки выполнены в арктическом исполнении для работы в суровых условиях за полярным кругом. Ветроустановки могут работать при температуре до -50°C и при порывах скорости ветра до 70 м/с. Высота каждой из трех ветроустановок составляет 41,5 м, диаметр лопастей – 33 м.

В городе Лабытнанги работает ветроэлектростанция установленной мощностью 275 кВт, станция введена в эксплуатацию компанией ПАО «Передвижная энергетика» в IV квартале 2013 года, данная ветроустановка адаптирована к работе в условиях Арктики и является экспериментальной, высота составляет 30 м, диаметр ветроколеса 26 м, максимальная скорость ветра, при которой работает ветроустановка, 25 м/с.

В поселке Амдерма проект установок разрабатывался совместно с российскими специалистами, но изготавливались ветроустановки в Китае. В проекте учтены особые условия эксплуатации и монтажа, установленная мощность составляет 200 кВт. Но работа ветрогенераторов была приостановлена из-за регулярных поломок в связи с перепадами температур.

Таким образом, ВЭС за рубежом на аналогичных северных территориях имеют гораздо большие установленные мощности. В то время как в России на территории

Арктики установленная мощность одной ВЭС находится в пределах 1 МВт. Связано это в первую очередь с отсутствием должного уровня локализации оборудования внутри страны, сложностью его работы в экстремальных климатических условиях и, соответственно, частыми поломками и невозможностью оперативно производить ремонт или замену установок. Производство ветроустановок все еще требует значительных инвестиций и преимущественно осуществляется за рубежом иностранными компаниями.

Отдельной проблемой здесь же являются накопители энергии. В первую очередь использование резервной энергии, предварительно накопленной в аккумуляторных батареях, необходимо для покрытия максимумов электрической нагрузки. В статье [12] исследуется возможность применения гибридных накопителей электроэнергии для выравнивания графика нагрузки предприятия. Так, рациональное использование накопителей энергии на объектах с учетом исходного графика, учитывающего динамику процесса энергопотребления, позволит снизить не только затраты, связанные с потреблением электроэнергии, но и затраты, связанные с ее производством [50]. В сложных климатических условиях приоритетным направлением является развитие гибридных систем, включающих в себя системы накопления энергии и установки на возобновляемых источниках энергии. Наиболее популярные накопители на данный момент – это свинцово-кислотные аккумуляторы, большой спрос на которые вызван хорошо освоенной технологией производства, а также относительно низкой стоимостью. Литий-ионные аккумуляторы все чаще используются в различных сферах и находят все большее применение в Российской Арктике. Сравнение основных типов аккумуляторов и их характеристики представлены в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 – Сравнение аккумуляторов по мощности, сроку службы, условиям эксплуатации

Наименование	Ёмкость одного элемента, А·ч	Энергетическая плотность, Вт*ч/кг	Число циклов заряда/разряда	Допустимый диапазон температуры заряда, °С	Допустимый диапазон температуры разряда, °С
Lead Acid	26–3000	30–60	200–1200	-20 °С – 50 °С	-20 °С – 50 °С
Li-ion	40–800	80–160	700–3000	0 °С – 45 °С	-20 °С – 60 °С
NiCd	10–1100	45–80	1500	0 °С – 45°С	-20 °С – 65 °С
Ni-NaCl	40–200	140–190	3000–7000	0 °С – 45 °С	-20 °С – 65 °С
NiMH	0,3–7	60–120	300–500	0 °С –45 °С	-20 °С – 65 °С

Исходя из вышесказанного, следует отметить, что в Энергетической стратегии России на период до 2035 г. [46] и в Стратегии экономической безопасности России на период до 2030 г. [45] отражена важность и необходимость развития региональной энергетики на территории Арктики и Крайнего Севера и повышения уровня и качества

жизни. Развитие ветродизельных комплексов на данный период времени идет медленными темпами, в виду долгой локализация международных и европейских стандартов, а стимулирование инвестиций в проекты ограничено избыточными требованиями к проектированию, строительству и эксплуатации объектов на основе ВИЭ.

1.3 Возможности и ограничения электроснабжения электротехнических комплексов с использованием ВЭУ и ДГУ

На сегодняшний день определены некоторые барьеры в ветроэнергетической отрасли: основной из них – финансовый, то есть на данный момент нет гарантий для инвесторов и компаний, что вложенный капитал с их стороны окупится и будет приносить прибыль.

Другая проблема связана с невозможностью на данный момент использования ВИЭ для бесперебойной подачи электроэнергии без дополнительного резервирования их традиционными генерирующими установками на ископаемых видах топлива. Такое решение является нецелесообразным ввиду высоких экономических и технических затрат [13].

Остаются нерешенными вопросы по техническому подключению к Единой энергосистеме и перетокам мощности, то есть полная синхронизация с энергосистемой на частоте 50 Гц. Также существует ограничение по доле возобновляемых источников в энергосистеме – не более 20%. Конечно, в случае России такой фактор является угрозой для синхронной работы Единой энергосистемы, однако, западные страны уже вполне успешно решают подобные проблемы.

Также для российских производителей пока характерно отсутствие опыта строительства ветроэлектростанций мощностью более 1 МВт, что проявляется в виде недостатков в нормативно-правовой базе. Так, объектом исследования является ветроустановка мощностью всего 100 кВт. Необходим достаточно долгий период на создание и корректировку необходимых норм и правил. В том числе существует задержка интеграции международных стандартов в российские стандарты, например, ГОСТ Р 54418.2-2014 [20], который эквивалентен стандарту IEC 61400 за 2006 год.

В изолированных зонах наиболее значимым барьером является слабая государственная поддержка и отсутствие инвесторов, что может являться следствием низкой осведомленности в части механизмов работы ветроэнергетических установок и финансовых проблем, связанных с недочетами в методиках образования тарифов для потребителей в удаленных районах. Это определяет малое количество пилотных проектов

в регионах. Сюда же можно отнести проблему взаимодействия с органами местного самоуправления.

Еще одним достаточно серьезным барьером, который характерен для изолированных зон энергоснабжения, является инфраструктура в таких регионах. Крайний Север составляют населенные пункты, достаточно далеко удаленные друг от друга, а транспортное сообщение между ними ограничено ввиду нескольких факторов: отсутствие дорожной инфраструктуры (технические станции, АЗС и т.п.); сложность возведения железнодорожных путей и автомагистралей из-за характерного для многолетних мерзлых грунтов на этих территориях; суровые условия способствуют ускоренному разрушению дорожного полотна сухопутных магистралей; устаревшая геолокационная инфраструктура и инфраструктура объектов связи. Таким образом, доставка и разгрузка габаритного оборудования является достаточно сложной задачей.

Дания обладает достаточно большим опытом эксплуатации ВИЭ. Так, было выявлено, что при превышении двадцати процентного ограничения доли ВИЭ в общей локальной энергосистеме, где ВЭУ и ДЭС работают параллельно, снижается качество электрической энергии. Помимо этого, были зафиксированы многократные случаи выхода из строя регуляторов напряжения генераторов ДЭС.

В среднем доля выработки в общем объеме отпускаемой электроэнергии ВЭУ в составе данной энергосистемы составила 15%, при этом уровень экономии топлива достигает 10-20% от общего расхода. Так, за рубежом надежное электроснабжение автономных удаленных территорий осуществляется не только за счет работы ВЭУ параллельно с ДЭС, но в составе системы электроснабжения обязательно присутствуют накопители электроэнергии.

При этом создание систем электроснабжения на базе нескольких типов источников энергии с использованием ВЭУ и ДГУ на общей шине постоянного тока, к которой присоединен промежуточный накопитель энергии, позволяет не ограничиваться 20% долей мощности ВЭУ от общей установленной мощности энергосистемы, а также использовать ДГУ с синхронным генератором на постоянных магнитах, который имеет меньший удельный расход топлива при работе на изменяющуюся нагрузку.

Анализ статьи [85] показал, что для гарантированного электроснабжения потребителей, расположенных на территории Арктики и Крайнего Севера, в экстремальных климатических условиях (при температуре от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$) наиболее перспективными для внедрения в качестве автономных комплексов на базе ВИЭ, благодаря своей модульной конструкции и достаточно высокой надежности при

грамотном проектировании и изготовлении установок, являются горизонтально-осевые ВЭУ с синхронным генератором на постоянных магнитах [61, 62]. Исследование проводится на основе ветроустановки такого типа.

На рисунке 1.3.1 представлена «классификация автономных систем электроснабжения с ВДЭС», приведенная в [31], в которой представлено большое количество типов основного оборудования ветродизельной электростанции (ВДЭС).

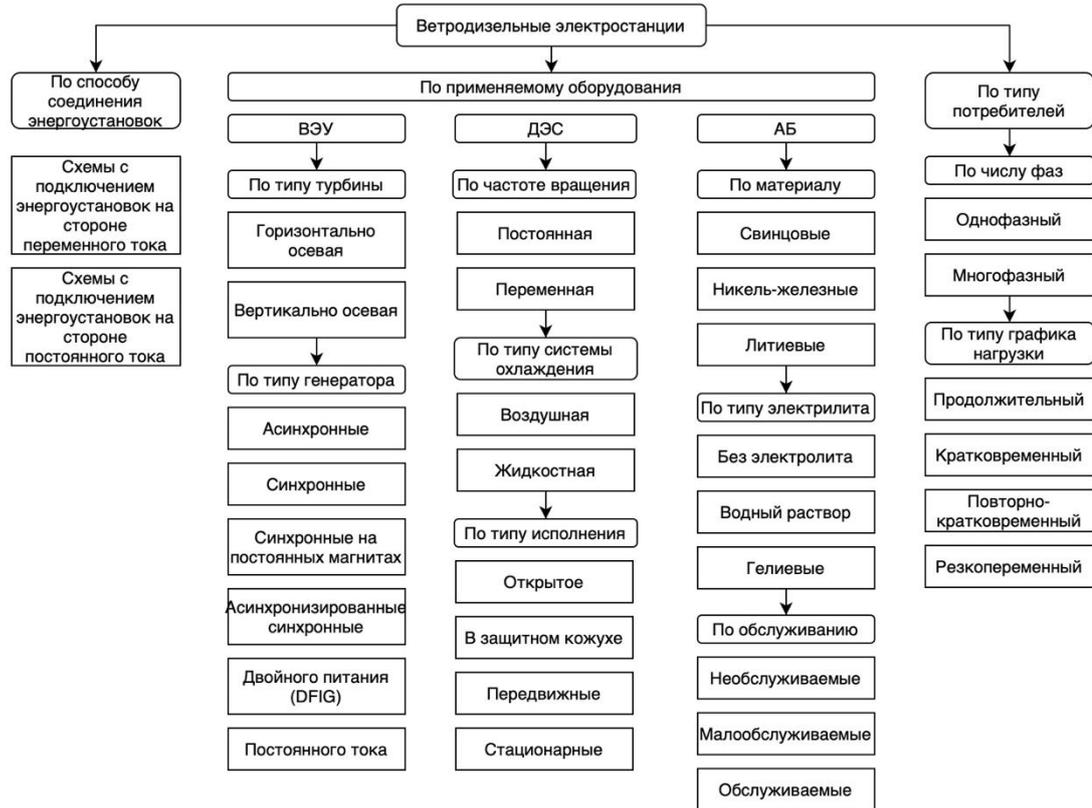


Рисунок 1.3.1 – Классификация автономных систем электроснабжения с ВДЭС

Таким образом, стоит отметить ключевые пункты, отражающие возможность внедрения ветроэлектростанций на территории Арктической зоны Российской Федерации [16]:

- опыт практического использования энергоустановок в условиях Арктики в мире и в России пока ограничен, внедрены только пилотные проекты;
- особенности географических и климатических условий Арктической зоны способствуют повышению уровня технологических рисков и требуют адаптации оборудования;
- для эффективного применения ветроэнергетических установок необходимы системы защиты оборудования от обледенения и пониженных температур;

- энергоустановки для условий Арктической зоны Российской Федерации должны быть выполнены, как блочно-модульные конструкции для совершения минимального количества технологических операций в ходе монтажа и обслуживания;
- параллельная работа ВЭС и ДЭС позволит покрыть пики электрической нагрузки, которые возникают вследствие перепадов температур;
- установки ВИЭ значительно меньше оказывают негативного влияния на окружающую среду, что позволит сохранять на должном уровне объекты наследия, а также будет способствовать улучшению здоровья местного населения.

1.4 Анализ публикаций по вопросам прогнозирования энергопотребления и работы ветродизельных комплексов

В данном разделе рассматриваются методы прогнозирования генерации и энергопотребления с целью выявления метода, обладающего наиболее высокой точностью и возможностью применения в исследуемых условиях. Метод прогнозирования позволяет исследовать объект, выявить зависимости в процессе работы объекта. Выбрать метод прогнозирования позволяют следующие факторы: тип прогноза; требуемая точность; имеющаяся и необходимая база данных [21]; временной период и интервал прогнозирования; тип исследуемого и прогнозируемого процесса; устойчивость к изменению входных параметров [36].

Множество отечественных и зарубежных ученых разрабатывали различные методы прогнозирования. Анализ работ по методам прогнозирования электропотребления [2, 8, 10, 95, 103] показал, что такое большое их количество обусловлено, в первую очередь, отсутствием единообразной математической модели, решающей множество задач, необходимых для различных предприятий или энергосистем и позволяющей с высокой точностью и адекватностью описать временной промежуток с учетом диапазонов прогнозирования. Такое множество моделей разрабатывалось в виду того, что необходимо учитывать большое количество факторов, влияющих на энергопотребление, а также каждый объект обладает своей спецификой состава электрических нагрузок в различные периоды времени.

Методы прогнозирования можно классифицировать следующим образом. В работах иностранных авторов [92, 105], предложена классификация согласно временным периодам: оперативное прогнозирование (осуществляется в течение суток), краткосрочное прогнозирование (осуществляется на период от одних суток до недели), среднесрочное прогнозирование (на период от одной недели до года), долгосрочное прогнозирование (более одного года).

С начала 70-х годов требования для прогнозирования электропотребления выстраиваются, учитывая возможности применения методов регрессионного анализа [15, 16, 19], в которых электрическая нагрузка объекта представлена функцией внешних факторов, влияющих на моделируемую систему. Изначально модели прогнозирования электропотребления были представлены мультипликативной авторегрессией, пороговой авторегрессией [80], позже моделями авторегрессии – скользящего среднего [77] и другими [81; 92].

Строить прогноз электрической нагрузки в зависимости от типа дня (рабочие, выходные и праздничные дни) позволяют линейные регрессионные модели, такие модели позволяют учитывать основную или регулярную составляющие. Исследования, основанные на подобных моделях, подробно описаны в работах [94, 96].

Как только появились методы прогнозирования, основой которых является теория искусственного интеллекта (период с 90-х годов и по настоящее время), исследователями и специалистами компаний рассматриваются генетические алгоритмы и искусственные нейронные сети (ИНС) [1], а также нечеткая логика для электроэнергетических систем (ЭЭС) [89]. В период с 1995 года и по настоящее время отечественные ученые и коллеги из-за рубежа подробно рассматривают применение ИНС, преимуществом которых по сравнению с другими моделями является расчет сложных нелинейных зависимостей [10, 15, 57]. Подробный обзор программ прогнозирования представлен в исследовании [23] с выявлением положительных и отрицательных факторов.

Одними из самых крупных проектных институтов и научных организаций, занимающихся вопросами прогнозирования, в первую очередь являются: АО «НТЦ ЭЭС», ИСЭМ СО РАН, ОАО «ВНИИЭ», РНК СИГРЭ и др.

Темы прогнозирования временных рядов электропотребления, проблемы надежности балансов энергии рассмотрены в работах: Абрамовича Б.Н., Беляева Н.А., Седова А.В., Воропая Н.И., Каялова Г.М., Бэнна Д.В., Усатикова С.В., Гальяны Ф.Д., Надтоки И.И., Степанова В.П., Сухарева М.Г., Гордеева В.И., Гурского С.К., Гамма А.З., Доброжанова В.И., Дж. Гросса, Макклюева Б.И., Коровкина Н.В., Фармера Е.Д. и других известных ученых.

Современное направление по исследованию возможностей прогнозирования электропотребления в контексте изучения технических систем рассмотрено у В.И. Гнатьюка и Б.И. Кудрина [29]. В работе определено следующее ранжирование методов прогнозирования в зависимости от используемых различных математических аппаратов, показанное на рисунке 1.4.1.

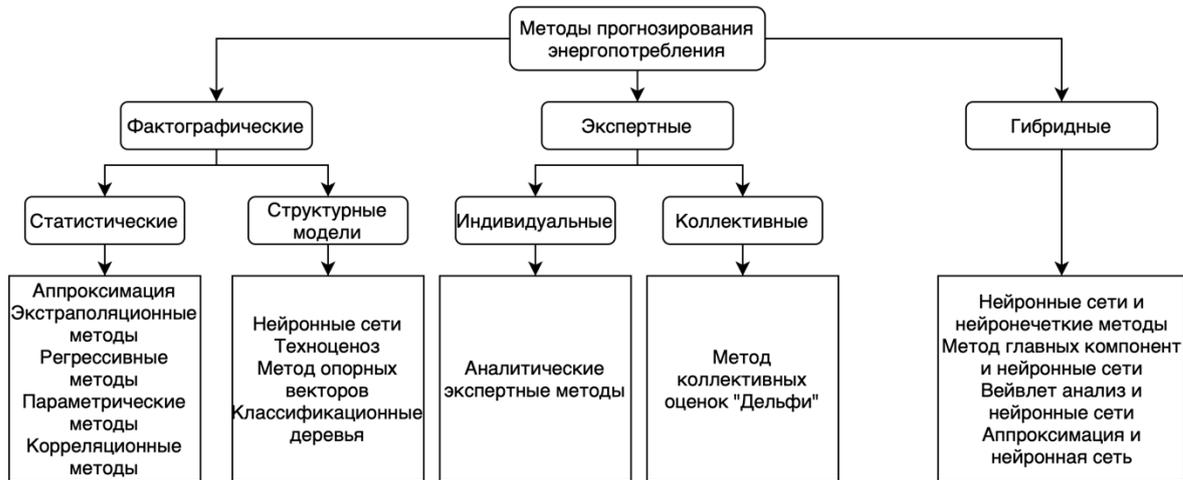


Рисунок 1.4.1 – Классификация методов прогнозирования электропотребления

Исходя из вышесказанного, можно сделать вывод, что для формирования прогнозных моделей в течение краткосрочного периода прогнозирования объемов электропотребления могут быть использованы не все методы прогнозирования, в том числе результаты могут обладать различной точностью, поскольку исследование тесно взаимосвязано с изменениями в процессе электропотребления объектом, типом нагрузки потребителей и внешними климатическими изменениями. Статистические методы используются чаще всего, так как работают с определенным набором данных по заранее известным алгоритмам, но не всегда обеспечивают достаточную точность. Многофакторные методы требуют большого количества входных параметров, причем для каждого объекта, хоть и похожего на другой, набор данных будет уникальным, а распространенные интеллектуальные методы на данный момент во многих случаях не учитывают особенности процесса электропотребления (нет индивидуального подхода к потребителю). Все чаще последнее время проводятся исследования с использованием гибридных методов, которые объединяют в себе не сложные методы по структуре, достоинства интеллектуальных методов, при том учитывают динамику процесса электропотребления.

Также не во всех работах вышперечисленных авторов описанные модели и методы прогнозирования отражаются такие параметры, как сезонные условия и климатические изменения при формировании планируемого графика нагрузок и графика выработки электроэнергии ветроустановками в ветродизельном комплексе. Подобные аспекты описаны в работах [28, 35, 38].

Достаточно новым направлением в электроэнергетике можно считать применение машинного обучения и построение на основе таких алгоритмов прогнозных моделей. Интерпретация данных с точки зрения описания протекающих процессов с высокой

точностью иногда не представляется возможной. В связи с этим используются иные математические методы, например, метод главных компонент [22] или метод сингулярного спектрального анализа (Singular Spectrum Analysis, SSA) [61]. Подробнее об особенностях использования этого метода будет описано в главе 2.

Основоположниками метода главных компонент являются следующие ученые: метод изобретен К. Пирсоном в 1901 г. [98], с работы Т. Хасты началось изучение главных многообразий [79], основные руководства изложены в работах Айвазяна С.А., Бухштабера В.М., Енюкова И.С., Мешалкина Л.Д., современные обзоры представлены работами Вунша Д., Горбань А.Н., Зиновьева А.Ю., Кегль Б. [75].

Метод SSA является последователем метода главных компонент. Данный метод был подробно рассмотрен в работах отечественных ученых [17]: Галактионова Ю.К., Голяндиной Н.Э., Данилова Д.Л., Жиглявского А.А., Ефимова В.М., Шушпановой Н.Ф и других.

Исследованием режимов работы ветродизельных электростанций и повышением их эффективности в районах Крайнего Севера и Арктики занимаются отечественные научные коллективы из Томского политехнического университета, Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого, Саратовского государственного технического университета, Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева и другие.

Вопросами исследования режимов работы ветродизельных комплексов занимаются такие отечественные ученые, как Бельский А.А., Вессарт В.В., Елистратов В.В., Ербаев Е.Т., Лукутин Б.В., Соснина Е.Н. и другие [25–27, 33, 34, 50, 52, 67–69].

Однако перечисленные выше авторы не рассматривали применение методов машинного обучения для анализа энергопотребления и генерации электроэнергии в ветродизельном комплексе. Применение метода спектрального анализа (SSA) позволит установить взаимосвязь изменения внешних климатических факторов и работы электротехнического комплекса на уровне шумовых компонент и, впоследствии, определить методику построения прогноза энергопотребления.

Метод на основе построения модели авторегрессии – скользящего среднего (ARMA) или по-другому модели Бокса-Дженкинса применяется для исследования временных рядов и построения прогнозов. Модель ARMA (p, q) представляет собой модель, содержащую p авторегрессионных составляющих – модель AR (p), и q скользящих средних – модель MA (q). Модель ARMA будет использована в данном исследовании для создания прогноза энергопотребления.

1.5 Определение внешних климатических факторов, влияющих на работу ВДЭС

При анализе существующих методов прогнозирования, основанных на работе со статистическими данными [3, 4, 55], было определено, что известные методы не позволяют учитывать все параметры и особенности, как внутри самой структуры объекта или предприятия, так и изменения внешних климатических условий. Соответственно, в рамках исследования предлагается найти оптимальный подход для решения задачи прогнозирования энергопотребления на исследуемом объекте, учитывающий изменения климатических факторов.

В самом процессе энергопотребления наблюдаются случайные и не прогнозируемые изменения, которые можно отнести к регулярным и нерегулярным, то есть случайным изменениям в энергопотреблении. В процессе моделирования работы объекта необходимо выполнить разделение в графике энергопотребления регулярных и нерегулярных составляющих процесса. Регулярные составляющие определяют устойчивую тенденцию в изменении процесса энергопотребления в течение определенного периода времени. В другом случае возможно наблюдение нерегулярной составляющей, которая определяет влияние случайных факторов на энергопотребление и отклонения от тренда, что в свою очередь достаточно трудно спрогнозировать и не всегда возможно учесть.

Проведя анализ данных суточного энергопотребления объекта с коммунально-бытовой нагрузкой, было выявлено, что энергопотребление характерно отличается в зависимости от типа дня – рабочие, выходные и праздничные дни. Так, в понедельник наблюдается низкое энергопотребление, вторник, среда и четверг характерны стабильным энергопотреблением, пятница характеризуется равномерным потреблением и небольшим спадом, и в выходные и праздничные дни наблюдается относительно низкое потребление электроэнергии. К тому же стоит отметить такой фактор, как сезонность. В зимний период происходит значительное увеличение объема потребления электроэнергии в связи с низкими температурами внешней окружающей среды и необходимостью обогрева.

Проанализировав факторы, которые могут оказать влияние на энергопотребление исследуемого объекта, были выделены те, информацию о которых стоит включать в модель прогноза. К таким факторам относятся день недели, продолжительность светового дня, сезонность и ежедневная сводка по метеорологическим данным. Однако они могут оказывать влияние на процесс энергопотребления в разной степени или не оказывать вовсе. Определить степень влияния факторов позволяет корреляционная матрица.

Линейный коэффициент корреляции изменяется в пределах от -1 до +1. Равенство коэффициента нулю означает отсутствие линейной связи. Если коэффициент равен -1 или +1, то это определяет наличие функциональной связи (то есть изменение одного параметра влияет на изменение другого).

Анализ корреляции факторов представлен на рисунке 1.5.1 [101]:

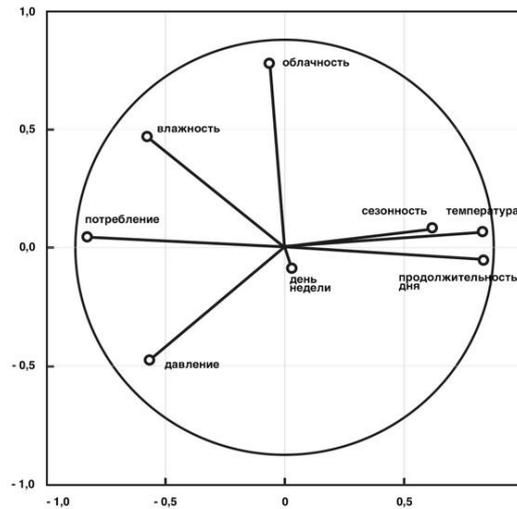


Рисунок 1.5.1 – Корреляция факторов

Факторы, которые прямо пропорционально влияют на изменение объемов данных, находятся по другой стороне оси от искомого показателя, то есть на потребление электроэнергии в данном случае могут оказывать влияние такие факторы, как сезонность, температура окружающей среды и продолжительность светового дня.

С учетом вышесказанного, можно сделать вывод, что имеются как регулярные тенденции в энергопотреблении бытовым поселком в течение недели, так и не регулярные, то есть случайные изменения. В процессе исследования были определены внешние факторы, которые могут влиять на процесс энергопотребления. Проведено исследование на основе данных по энергопотреблению и климатических данных. В результате анализа определено, что в первую очередь на изменение объемов потребления электроэнергии влияют температура воздуха окружающей среды, сезонность и продолжительность светового дня. Данные факторы впоследствии будут учтены в разработанной модели прогноза энергопотребления.

1.6 Анализ исходных данных объекта

Объектом исследования является ветродизельный комплекс, расположенный на территории входной базы Унчи на берегу Охотского моря в Хабаровском крае (рисунок 1.6.1), которая является собственностью компании «Полиметалл», а именно его дочернего предприятия ООО «Светлое» [47].



Рисунок 1.6.1 – Месторасположение входной базы Унчи

Охотский район расположен вдоль северо-западного побережья Охотского моря. Район граничит на севере и северо-западе с Республикой Саха (Якутия), на северо-востоке с Магаданской областью, на юго-западе с Аяно-Майским районом Хабаровского края.

Климат на территории Охотского района суровый и неоднородный, резко континентальный в глубине региона и относительно мягче в прибрежной зоне. Большая часть территории лежит в зоне вечной мерзлоты, часть региона, где расположен объект исследования, относится к территории Арктики и Крайнего Севера. В летние месяцы земля оттаивает на 70 см. Безморозный период на континентальной части района длится 60 дней. Среднегодовая температура оценивается на уровне $-5,2^{\circ}\text{C}$, практически на всей части района температура января составляет -40°C (абсолютный минимум зафиксирован на отметке -58°C). Самый теплый месяц в году – июль, средняя температура $+15^{\circ}\text{C}$, абсолютный максимум $+35^{\circ}\text{C}$. Снежный покров держится с начала октября до конца мая. Среднегодовое количество осадков 308 мм. До 350 дней в году с ветрами.

Объект располагается в ненаселенной удаленной горной местности, где преобладают таежные леса в долинах и тундровые леса на вершинах сопек. Месторождение находится в 240 км на юго-западе от города Охотска и на таком же расстоянии от Хаканджинского месторождения. Доступ на месторождение осуществляется из Охотска по автозимнику протяженностью 380 км и по автозимнику

протяженностью 92 км из морского порта Унчи, в который осуществляется поставка топлива и материальных запасов во время летней навигации.

На месторождении располагается горно-обогатительный комбинат «Светлое», фабрика кучного выщелачивания, рудоподготовительный комплекс и угольная котельная мощностью 6 МВт, также здесь расположен вахтовый поселок, который до 2019 года снабжался электроэнергией только от автономных дизель-генераторов.

В 2019 году ООО «Светлое» запустило в эксплуатацию ветроэнергетическую установку. Ветроэнергетическая установка VTR FD25-100 Arctic мощностью 100 кВт транспортировалась из города Находка во время навигации осенью 2018 года.

Параметры, которые необходимо учитывать при строительстве ВЭС на территориях с экстремальными и нестабильными погодными условиями практически не отличаются от параметров для территорий в средней полосе. Однако необходимо уделять особое внимание некоторым из них. Ниже приведен полный перечень параметров, которые важны при выборе места установки:

1. Средняя скорость ветра в год (наилучшим вариантом считается скорость 10-11 м/с).
2. Направление ветра.
3. Минимальная скорость ветра.
4. Максимальная скорость ветра.
5. Удельная мощность.
6. Средняя температура.
7. Средняя влажность.
8. Среднее давление.
9. Высота над уровнем моря.
10. Расстояние до воды.
11. Перепад высоты.
12. Гладкость перепадов высоты.
13. Максимальный перепад на площади 5-10 км.
14. Процент деревьев или насаждений на площади (шереховатость).
15. Расстояние до населенного пункта.
16. Расстояние до промышленного объекта.
17. Среднее количество жителей на площади.
18. Расстояние до транспортных путей.
19. Расстояние до сети электроэнергии.

20. Визуальный и звуковые ограничения.
21. Охранные территории.
22. Степень обледенения.

Для начала проводится первичный анализ данных, полученных с метеорологических станций, далее должны быть получены данные в конкретной точке, что возможно при проведении замеров скорости ветра в течение нескольких лет (стадия сбора данных), используя специальный ветроизмерительный комплекс на различных высотах. Затем проводится расчет средней скорости ветра в течение суток, месяца, года; определяются диапазоны максимальных и минимальных значений скорости ветра; рассчитываются частота изменений и повторяемость различных диапазонов скорости ветра [31]. В результате проведенного исследования получается набор данных, который впоследствии используется для проектирования конструкции ВЭУ и определения и прогнозирования возможной вырабатываемой мощности.

Установлено, что высота мачты ветроустановки на входной базе Унчи – 30 м, разлёт лопастей – 25 метров. В составе установки присутствуют герметичные свинцовоуглеродные аккумуляторы, которые имеют длительный срок службы и значительно долго держат заряд.

Ранее электроснабжение базы Унчи обеспечивали дизельные электростанции и покрывали годовую потребность участка – 450 тыс. кВт·ч. С 2019 года в общую систему энергоснабжения введена ветроэнергетическая установка. Сейчас ВЭУ и ДЭС работают совместно. При скорости ветра менее 2 м/с потребление обеспечивает только ДЭС, а ВЭУ отключается.

С усилением ветра выработка ДЭС постепенно снижается до полного отключения. При этом ВЭУ при скорости ветра 10-15 м/с способна полностью обеспечить электроэнергией электротехнический комплекс, подзарядить аккумуляторы, а при избытке электроэнергии часть ее перенаправляется на нагрев воды, тем самым снижая нагрузку на водогрейные котлы. Ветроустановка позволит экономить до 53 тонн топлива в год, и в результате – сократить выбросы в атмосферу.

Основным критерием при выборе места размещения ветроустановки являлось максимальная близость к зданию электротехнического комплекса, при соблюдении охранной зоны ВЭУ. Кратчайшее расстояние от выбранной точки размещения ВЭУ до здания электротехнического комплекса по прямой составляет 260 м. Длина кабельной траншеи составляет 275 м. Длина кабельной линии с учетом поворотов и свободной укладки в траншею составила 300 м (запас 9%).

Электрическое оборудование ВЭУ (шкаф управления с преобразователем тока и модули аварийной балластной нагрузки) размещаются в утепленном агрегатном отсеке башни ВЭУ. Инверторная система ВЭУ и шкаф системы автоматического управления (САУ) размещены в отдельном утепленном контейнерном модуле рядом со зданием электротехнического комплекса и опорнобалансирующей системой. Опорнобалансирующая система ВЭУ размещена в утепленном контейнерном модуле рядом со зданием электротехнического комплекса и инверторной системой ВЭУ. Управляемая балластная нагрузка (УБН) размещена в здании электротехнического комплекса, с подключением проточного водонагревателя 60 кВт на подогрев воды.

Таким образом, в данном разделе описан объект исследования, климатические условия, характерные для территории, на которой он расположен. Стоит отразить важность данного предприятия для топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплексов страны., как предприятия с наименьшим уровнем затрат среди других проектов компании «Полиметалл». Ветроустановка, введенная в эксплуатацию в 2019 году, интегрирована в общую систему электроснабжения и работает параллельно с дизель-генераторами для покрытия спроса на электроэнергию бытовых потребителей.

1.7 Особенности электротехнического комплекса и состав оборудования

1.7.1 Анализ схемы энергоснабжения до модернизации

Электроснабжение базы Унчи ООО «Светлое» осуществлялось от дизель-генераторных установок (ДГУ). В качестве основного генерирующего оборудования использовались 2 дизель-генераторные установки:

1. Cummins C80-D5 мощностью 58 кВт – для работы в летнее время (рисунок 1.7.1.1). Износ оборудования оценивается в 50%.



Рисунок 1.7.1.1 – Дизель-генераторная установка Cummins C80-D5

2. Caterpillar GEP165-4 мощностью 120 кВт – для работы в летнее время. Износ оборудования оценивается в 60% (рисунок 1.7.1.2). Кроме этого, на время планового

технического обслуживания, а также в аварийных случаях ДГУ используется как резервная.



Рисунок 1.7.1.2 – Дизель-генераторная установка Caterpillar GEP165-4

1. Cummins C-180 мощностью 144 кВт (рисунок 1.7.1.3). Износ оборудования оценивается в 90%.



Рисунок 1.7.1.3 – Дизель-генераторная установка Cummins C-180

Основные технические характеристики ДГУ представлены в таблице 1.7.1.1:

Таблица 1.7.1.1 – Технические характеристики существующих ДГУ базы Унчи

Наименование характеристик	Значение		
	ДГУ-1	ДГУ-2	ДГУ-3
Производитель	Cummins	Caterpillar	Cummins
Модель	C80-D5	GEP165-4	C-180
Мощность номинальная, кВт/кВА	58/72	120/150	131/164
Мощность резервная, кВт/кВА	64/80	132/165	144/180
Топливо	дизель		
Напряжение	400/230 В		
Ёмкость топливного бака	112 л	300 л	340 л
Исполнение	Открытое в контейнере 20 фут.		
Пуск	электростартер		
Наличие автомата ввода резерва (АВР)	нет		
Двигатель	Cummins 4BTA3.9G1	Perkins 1106C-E66TAG3	Cummins 6СТА 8.3-G2

Продолжение таблицы 1.7.1.1

Генератор	Stamford UCI224F	Olympian LL3014F	MarelliGenerators MJB 250 MB 4
Панель управления	Power Command HMI211 (контроллер PCC 1301)	PowerWizard 1.1	Ausonia PCS M Cu 0180 SWD
Регулятор оборотов	механический	электронный	механический
Частота вращения двигателя	1 500 об/мин		
Масса	1 050 кг	1 535 кг	1 400 кг
Расход топлива при нагрузке 50/75/100%, л	7,6/11,4/15,2	18,5/27,8/37,1	19/27/36
Срок службы	15 000 часов работы		
Минимальная нагрузка	30% от номинальной		

Существующие ДГУ имеют первую степень автоматизации, обеспечивающую стабилизацию выходных электрических параметров и защиту электрических цепей, но не предназначены для параллельной работы друг с другом или с другими источниками электроэнергии. Во избежание частых переключений при параллельной работе с ВЭУ необходимо модернизировать ДГУ до второй степени автоматизации, обеспечивающей дистанционное и автоматическое управление всеми технологическими процессами со сроком необслуживаемой работы не менее 24 часов.

Для модернизации ДГУ были выполнены следующие мероприятия:

1. Вывод из эксплуатации ДГУ-3 (Cummins C-180), имеющую высокий износ.
2. Установка новой ДГУ со второй степенью автоматизации, обеспечивающей стабилизацию выходных электрических параметров, аварийно-предупредительную сигнализацию и аварийную защиту, с возможностью дистанционного и автоматического управления всеми технологическими процессами, в том числе при параллельной работе с внешней сетью.
3. Замена контроллера ДГУ-1 Power Command HMI211 на версию с возможностью параллельной работы.
4. Установка контроллера параллельной работы с внешней сетью.
5. Вывод ДГУ-2 Caterpillar GEP165-4 в резерв с последующим подключением к низковольтному комплектному устройству (НКУ).

В качестве замены ДГУ-2 выбрана ДГУ КАМА K110-S мощностью 110 кВт на базе двигателя КАМАЗ 740.19 и генератора STAMFORD UCI247E.

Распределение электроэнергии по потребителям происходит непосредственно через вводно-распределительное устройство электротехнического комплекса 0,4 кВ, состоящего из ГРЩ №1 и №2. Сетевые и трансформаторные объекты отсутствуют. Линии электропередач преимущественно кабельные, подземные, характеризуются короткими расстояниями из-за близости расположения объекта потребления и здания электротехнического комплекса (20 м).

Такие факторы, как потенциал ветровой энергии на месторасположении будущей ВДЭС и график электрической нагрузки объекта, имеющего децентрализованное электроснабжение, позволяют определить целесообразность внедрения ВЭУ в энергосистему.

В качестве источника данных по потреблению электроэнергии были использованы ежемесячные журналы выработки ДГУ с 01.11.2016 г. по 31.10.2017 г. На рисунке 1.7.1.4 показаны объемы потребления электроэнергии:

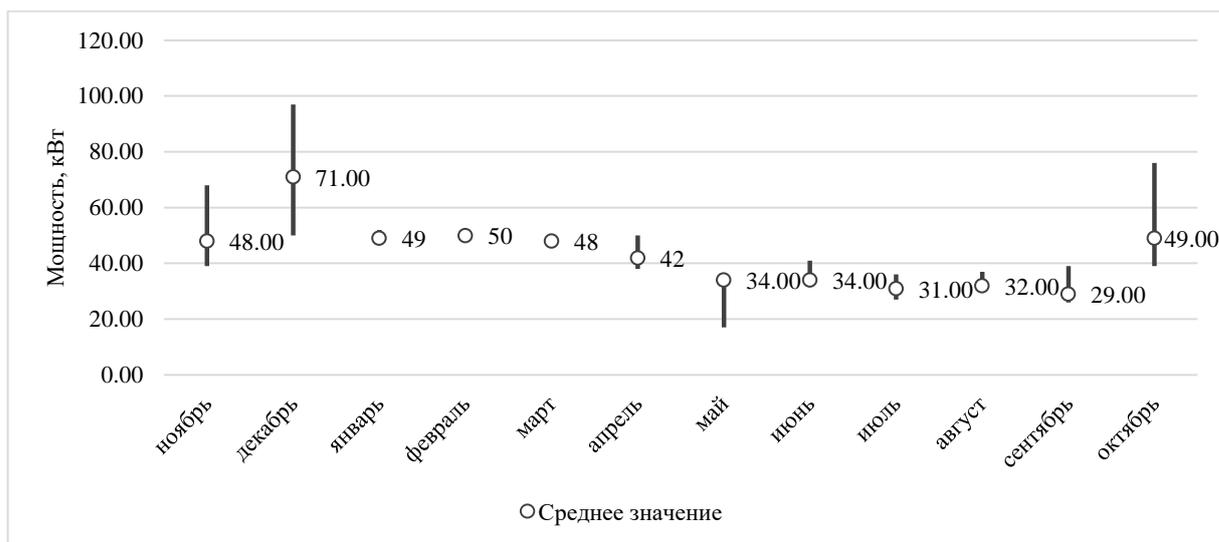


Рисунок 1.7.1.4 – График потребления электроэнергии базы Унчи в 2016-2017 гг.

Электропотребление электротехнического комплекса составило 377 046 кВт·ч, при этом совокупный объем потребления дизельного топлива на ДЭС согласно отчетам, составил 123 800 литров (рисунок 1.7.1.5). Удельный расход топлива – 269 г/кВт·ч. Среднегодовая мощность электропотребления – 43 кВт, пиковая мощность в году – 97 кВт. Среднее отклонение месячного электропотребления составляет 14,5%.

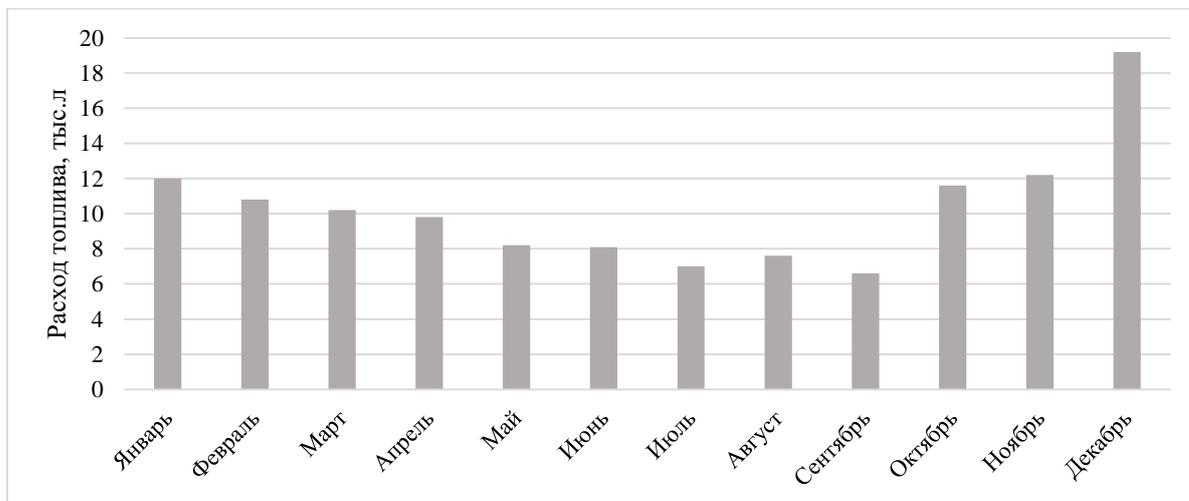


Рисунок 1.7.1.5 – График годового расхода дизельного топлива (2016-2017 г.)

Характерной особенностью является снижение электрической нагрузки в летний период времени. В сравнении с самым теплым месяцем июлем и самым холодным месяцем декабрем разница в объемах потребления электроэнергии достигает до 2,5 раз.

Топливо закачивается из наружного склада дизельного топлива в расходные топливные баки ДГУ, расположенные в блок-контейнерах. В условиях автономной работы ДГУ для обеспечения стабильного запаса топлива пополнение наружного склада должно выполняться 1 раз в год.

1.7.2 Схема электроснабжения

Для экономии дизельного топлива и моторесурса ДГУ была интегрирована в существующую схему электроснабжения базы Унчи ООО «Светлое» ветроэлектростанция номинальной мощностью 100 кВт (при выходном напряжении 380 В/400 В с частотой 50 Гц).

Функциональная схема электротехнического комплекса представлена на рисунке 1.7.2.1:

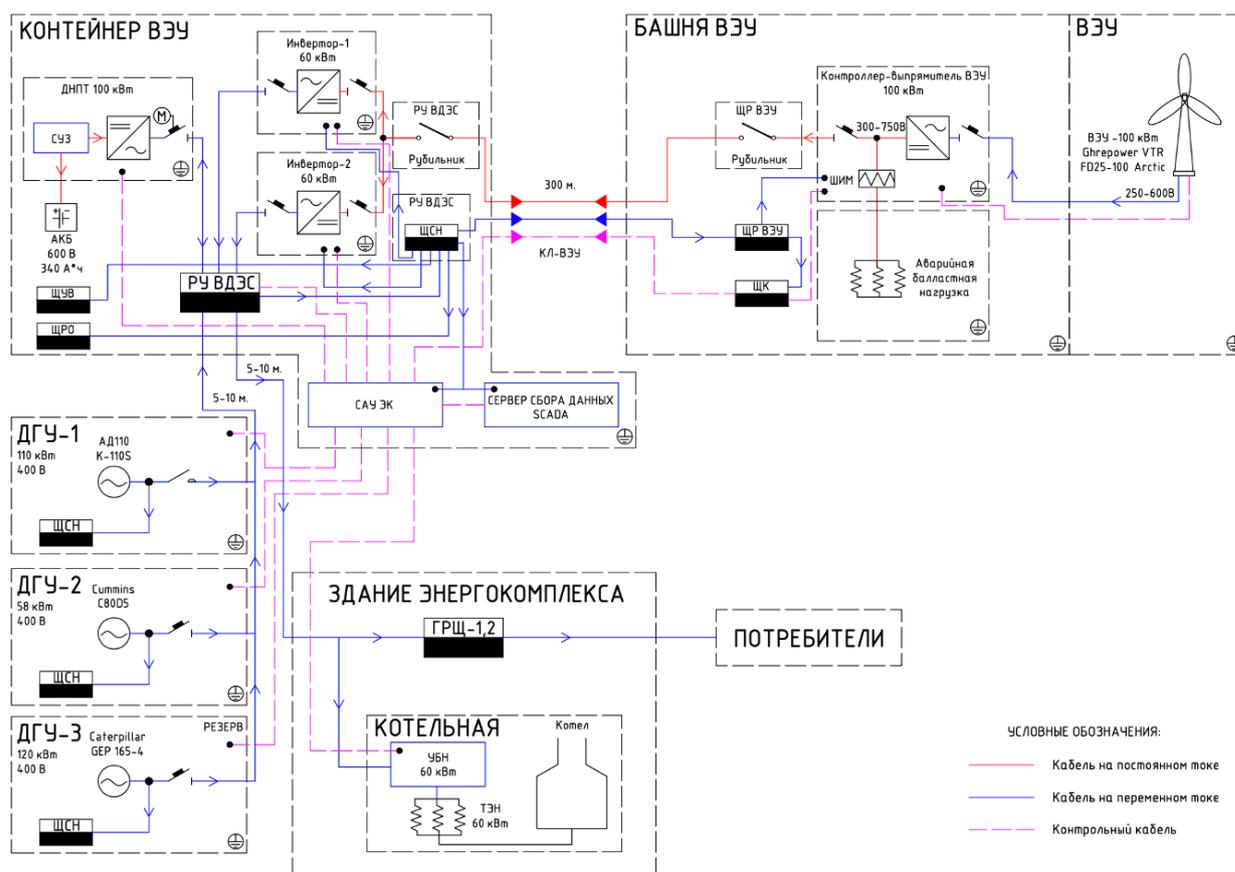


Рисунок 1.7.2.1 – Функциональная схема электротехнического комплекса

В качестве генератора ВЭУ используется многополюсный синхронный генератор с возбуждением от постоянных магнитов. Амплитуда и частота напряжения, генерируемого таким генератором, зависят от скорости ветрового потока и изменяются в широких

пределах. Поэтому напряжение с выхода генератора подаётся на выпрямитель, далее выпрямленное напряжение поступает на вход инверторной системы, на выходе которой формируется переменное синусоидальное напряжение.

Особенностью инверторной системы ВЭУ является то, что частота и амплитуда его выходного напряжения автоматически подстраиваются под параметры сети. Таким образом, ВЭУ может работать только в ведомом режиме параллельно с другим опорным источником электроэнергии. Опорным источником может являться ДГУ, но в случаях, когда выработки от ВЭУ достаточно, для максимальной экономии топлива ДГУ необходимо отключать. В связи с этим необходима установка дополнительного опорного источника электроэнергии (автономного инвертора) с питанием от аккумуляторных батарей. Кроме этого, для подзарядки аккумуляторной батареи необходимо сетевое зарядное устройство.

В случае значительных переменных колебаний мощности от ВЭУ (при порывах, спадах ветра) и/или резких сбросах и набросах нагрузки, с амплитудой более 30% от текущего потребления, на ДГУ могут возникнуть отклонения частоты и напряжения, приводящие к аварийному отключению ведомых инверторов ВЭУ. Во избежание подобных случаев в локальной сети необходимо использование стабилизатора частоты и напряжения соответствующей мощности.

В целях экономии капитальных затрат, повышения эффективности и надежности системы автономного энергоснабжения в схеме электроснабжения вместо трех устройств (опорного источника, зарядного устройства, стабилизатора напряжения и частоты) используется универсальный двунаправленный преобразователь тока (ДНПТ) мощностью 100 кВт, выполняющий все выше обозначенные функции. В случаях полного заряда АКБ или ограничения заряда вследствие избыточной мощности или неисправности, излишки электроэнергии от ВЭУ преобразуются в полезное тепло при помощи управляемой балластной нагрузки, обеспечивающей быстрый сброс или наброс нагрузки. Управляемая балластная нагрузка вместе с ДНПТ образует опорно-балансирующую систему, позволяющую ВЭУ работать как в ведомом (сетевом), так и в ведущем (автономном) режимах.

Подключение ВЭУ к сети электроснабжения осуществляется через развязывающий трансформатор, интегрированный в инверторную систему.

В системе предусмотрено низковольтное комплектное устройство – НКУ-0,4 кВ, к которому подключаются:

- инверторная система ВЭУ;

- фидер, имеющий наивысший приоритет в схеме автоматического ввода резерва (АВР);
- резервный фидер на ВРУ-0,4 кВ базы Унчи ООО «Светлое»;
- ДНПТ, который выполняет функцию ведущего источника энергии в локальной сети и функцию стабилизатора напряжения и частоты при параллельной работе ВЭУ и электротехнического комплекса;
- шкаф с управляемой быстродействующей балластной нагрузкой;
- фидер системы собственных нужд (СН).

В случае аварийных или регламентных работ на НКУ, потребители могут быть запитаны от резервной ДГУ напрямую.

Система автоматического управления электротехнического комплекса обеспечивает устойчивое энергоснабжение базы Унчи ООО «Светлое» при оптимальном расходовании дизельного топлива и моторесурса ДГУ.

Одним из условий устойчивой работы локальной сети является сохранение баланса вырабатываемой и потребляемой энергии (мощности). Основным источником энергоснабжения является ВЭУ. При отсутствии достаточного уровня ветровой энергии запускается ДГУ. При этом выходное напряжение ДНПТ подстраивается по частоте и амплитуде под напряжение ДГУ. По мере увеличения мощности, вырабатываемой ВЭУ, снижается нагрузка на ДГУ, вплоть до ее полного отключения. Оптимальной нагрузкой для ДГУ является нагрузка, равная 50-70% от номинальной мощности. При дальнейшем увеличении выработки ВЭУ и соответствующем снижении мощности ДГУ она отключается, кратковременные дефицит или излишки мощности компенсируются аккумуляторной батареей (АБ) через ДНПТ.

При резком возрастании мощности ВЭУ, вызываемой порывами ветра, и полном заряде АБ, подключается УБН. В качестве балластной нагрузки используются проточный водонагреватель, интегрированный в схему теплоснабжения и подогревающий теплоноситель на входе в дизельный котел. Регулирование нагрузки проточного водонагревателя осуществляется силовой полупроводниковой схемой по командам контроллера, размещаемого в шкафу управления балластной нагрузкой.

1.7.3 Основное и вспомогательное оборудование ВЭУ

Ветроэлектрическая установка

Среднегодовое потребление электроэнергии базы Унчи ООО «Светлое» составляет в среднем 377 МВт·ч. Для покрытия такой нагрузки достаточно ВЭУ установленной мощностью 100-120 кВт.

На объекте была установлена ВЭУ VTR FD25-100 Arctic с арктической адаптацией от российской компании «ВТР Инжиниринг», имеющей положительный опыт строительства и эксплуатации единственной в России ВЭУ, работающей в арктических условиях за полярным кругом.

Согласно метеорологическим данным среднегодовая температура в месте размещения составляет $-4,7$ °С, самый холодный месяц – январь со средней температурой $-22,3$ °С, средняя температура наиболее холодной пятидневки -39 °С.

В связи с этим выбор ВЭУ был обусловлен наличием мероприятий по адаптации к арктическому климату для эффективной работы в условиях Крайнего Севера, а также наличием опыта строительства и эксплуатации ВЭУ в составе автономных систем электроснабжения.

Аккумуляторные батареи

В составе опорно-балансирующей системы имеются герметичные свинцово-углеродные аккумуляторные батареи. Свинцово-углеродные батареи относятся к типу свинцово-кислотных с гелеобразным электролитом, в отличие от классических гелиевых батарей имеют более длительный срок службы и сохраняют первоначальную ёмкость при большем количестве глубоких циклов заряд-разряда (в 3-8 раз больше).

По сравнению с литий-ионными и литий железо-фосфатными АБ, свинцово-углеродные батареи дешевле в 2-2,5 раза, в то время как ресурс зачастую оказывается выше. С другой стороны, свинцово-углеродные АБ, как и все типы свинцово-кислотных батарей, имеют ограничение по рекомендуемому длительному току заряда – 10-15% от ёмкости в А·ч и максимальному току заряда до 25% ёмкости в А·ч, у литий-ионных батарей данные показатели могут быть выше в 5-10 раз. Ограничение тока заряда на АБ может приводить к потерям энергии от ВЭУ, однако, при использовании парка свинцово-углеродных АБ суммарной ёмкостью 204 кВт·ч (600 В, 340 А·ч) данные потери составляют в доле полезной электроэнергии менее 2% и утилизируются в полезное тепло с помощью управляемой балластной нагрузки.

Свинцово-углеродные АБ выпускаются преимущественно на два напряжения – 2 В и 12 В. Модели на 12 В комплектуются с намазным электродом, в то время как на 2 В – трубчатым электродом. АБ с трубчатым электродом имеют больший срок эксплуатации (в режиме буферного заряда), структурную прочность и на 40% большую стоимость. Однако в ветродизельных системах срок эксплуатации АБ в большей степени ограничен количеством выдерживаемых циклов глубокого разряда (до 80%).

С учетом высокого напряжения парка АБ, его режима работы и стоимости, применяются свинцово-углеродные АБ номинальным напряжением 12 В с намазным электродом.

Технические характеристики сборки АБ представлены ниже в таблице 1.7.3.1:

Таблица 1.7.3.1 – Технические характеристики сборки АБ

Напряжение, В	600
Ёмкость С10, А·ч (не менее)	330
Кол-во циклов заряд-разряд на глубину 80% разряда (не менее)	1000
Расчетный срок службы при номинальной температуре (не менее)	10 лет

Двунаправленный преобразователь тока

Двунаправленный преобразователь тока (ДНПТ) в настоящее время является нестандартным изделием и конфигурируется под каждый электротехнический комплекс индивидуально. Для исследуемого электротехнического комплекса целесообразным является использование двунаправленного преобразователя тока мощностью не менее 80 кВА/70 кВт.

Система автоматического управления ветроэлектроустановки

САУ является одним из ключевых элементов системы, обеспечивающих надежность и эффективность работы. Основные требования к САУ предъявляются следующие:

1. ремонтпригодность, аппаратные средства должны быть заменяемыми на детали известных производителей, а программное обеспечение должно обеспечить мониторинг и управление, в том числе в случае форс-мажорных ситуаций;
2. главный контроллер САУ должен задавать оптимальный режим работы электротехнического комплекса в зависимости от требуемой нагрузки и выработки ВЭУ;
3. САУ должна анализировать состояние и режим работы электротехнического комплекса для оценки и снижения рисков вероятного выхода из строя уникального оборудования;
4. электротехнический комплекс, автономно управляемый САУ, должен поставлять энергию круглосуточно, независимо от выхода из строя генерирующего оборудования (ДГУ или ВЭУ);
5. САУ должна быть дублирована;
6. оборудование САУ необходимо расположить в контейнерном модуле рядом с ДНПТ.

Контроллер балластной нагрузки

Контроллер управляемой балластной нагрузки для эффективного взаимодействия должен быть максимально совместимым с ДНПТ и САУ – иметь согласованный интерфейс связи и протокол обмена данными.

Для стабилизации частоты и напряжения контроллер УБН должен обеспечивать следующие технические характеристики (таблица 1.7.3.2):

Таблица 1.7.3.2 – Технические характеристики УБН

Номинальная мощность, кВт (не менее)	60
Шаг изменения мощности, Вт (не более)	50
Скорость установки мощности, мс (не более)	40
Обратная связь	По мощности
Интерфейс связи	Modbus-TCP, Modbus-RTU
Номинальное напряжение, В	380/400

1.7.4 Технические характеристики оборудования

Технические характеристики ВЭУ представлены в таблице 1.7.4.1:

Таблица 1.7.4.1 – Технические характеристики ВЭУ

Наименование	Характеристика
Модель	VTR FD25-100
Завод-изготовитель	Arctic Ghrepower (Китай)
Номинальная мощность	100 кВт
Максимальная мощность	120 кВт
Ось вращения	Горизонтальная
Кол-во лопастей	3
Материал лопасти	Армированное стекловолокно
Диаметр ветроколеса	25 м
Генератор	Синхронный на постоянных магнитах
Скорость срагивания ВЭУ	2,5 м/с
Номинальная скорость ветра	11,0 м/с
Максимальная скорость ветра	25 м/с
Буревая ВЭУ	50 м/с
Система ориентации гондолы	Электронная, при помощи сервомотора
Система регулирования скорости вращения ветроколеса	Изменение угла поворота лопасти (Pitch control)
Система торможение ВЭУ	1 - электромагнитная, 2 – аэродинамическая (уход против ветра с изменением угла атаки лопасти) 3 – механическая (электрический дисковый тормоз)
Высота башни ВЭУ	30 м
Тип башни	Коническая, трехсекционная с внутренней площадкой для обслуживания
Масса башни	13 т
Масса ВЭУ (без башни)	8,5 т

Ключевые особенности ВЭУ:

– горизонтально-осевое трехлопастное колесо из армированного стекловолокна с увеличенным диаметром обладает высокой эффективностью в своем классе;

- использование безредукторного генератора на постоянных магнитах гарантирует надежность, стойкость к перегрузкам до 150% и отсутствие регулярного обслуживания;
- система аэродинамического регулирования поворотом лопастей обеспечивает пуск при малой скорости ветра – 2,5 м/с, стабильную генерацию электроэнергии и защиту от разгона при сильных порывах ветра;
- полное частотное преобразование энергии позволяет работать ВЭУ с переменной частотой вращения в точке максимальной мощности;
- три системы торможения (аэродинамическая, электродинамическая и механическая) обеспечивают безопасное торможение в аварийных ситуациях;
- установленная система молниезащиты 2 уровня, защищает вращающиеся узлы ВЭУ и лопасти при попадании молнии;
- встроенная система аварийного энергоснабжения обеспечивает работу основных систем ВЭУ (разворот и торможение) при отключении питания собственных нужд, в том числе при повреждении кабельных систем гондолы.

Таким образом, в данном разделе проведен анализ источников электроснабжения до модернизации и определена целесообразность использования ВЭУ с учетом высокого ветропотенциала и объемов потребления электроэнергии базой Унчи. Описаны проведенные мероприятия по модернизации дизель-генераторных установок, в том числе вывод из эксплуатации ДГУ-3 с износом 90% и замена контроллера ДГУ-1 на версию с возможностью параллельной работы, а также описаны режимы совместной работы ВЭУ и ДГУ для устойчивой работы локальной сети. Приведен обзор основного и вспомогательного оборудования ВЭУ и описаны их технические характеристики.

1.8 Расчет показателей нагрузки

В данном разделе приведен анализ характеристик графиков электрических нагрузок. Использоваться будут такие показатели, как коэффициент использования $k_{и}$, коэффициент включения приемника $k_{в}$, коэффициент загрузки $k_{з}$.

Коэффициент использования является основным показателем для расчета нагрузки и представляет собой отношение средней активной мощности отдельного приемника (или их группы) P_c к её номинальному значению $P_{ном}$ (1.1):

$$k_{и} = \frac{P_c}{P_{ном}} \quad (1.1)$$

Коэффициент включения приемника рассчитывается, как отношение продолжительности включения приемника в цикле $t_{в}$ ко всей продолжительности цикла $t_{ц}$ (1.2):

$$k_B = \frac{t_B}{t_{ц}} \quad (1.2)$$

Коэффициент загрузки определяется, как отношение фактически потребляемой средней активной мощности P_c к номинальной мощности приемника (1.3):

$$k_3 = \frac{P_c}{P_{ном}} = \frac{1}{P_{ном} \cdot t_B} \int_0^{t_{ц}} p(t) dt = \frac{P_c}{P_{ном}} \cdot \frac{t_B}{t_{ц}} = \frac{k_{и}}{k_B} \quad (1.3)$$

Разница в энергопотреблении объектом летом и зимой различается до 2,5 раз. Соответственно, рассматривать характерные режимы работы необходимо в период летнего минимума и зимнего максимума нагрузок. Рассчитав данные коэффициенты для июля и декабря, были сделаны следующие выводы:

1. В июле коэффициент использования при питании от ДГУ 58 кВт находится в пределах от 0,10 (4 часа работы в сутки, в остальное время – ВЭУ) до 0,68 (24 часа работы в сутки); в декабре при питании от ДГУ 110 кВт коэффициент использования находится в пределах от 0,02 (2 часа работы в сутки, в остальное время – ВЭУ) до 0,45 (24 часа работы в сутки).

2. Коэффициент включения в июле находится в пределах от 0,17, когда питание осуществляется только от ВЭУ, до 1,00, когда ВЭУ неисправна либо находится в ремонте.

3. Коэффициент загрузки при питании в июле от ДГУ 58 кВт находится в пределах от 0,47 до 0,73; при питании в декабре от ДГУ 110 кВт коэффициент загрузки находится в пределах от 0,26 до 0,45.

Учитывая, что ДГУ работает в нормальном режиме работы с загрузкой 50-75%, то преимущественно в данном электротехническом комплексе ДГУ работают с недогрузкой, что увеличивает расход топлива и снижает КПД, особенно в зимний период времени. Поэтому прогноз энергопотребления становится актуальной задачей для повышения эффективности использования дизель-генераторных установок.

1.9 Принцип работы электротехнического комплекса

При определении оптимального состава электротехнического комплекса одними из критериев выбора такого состава и параметров ветродизельного комплекса являются следующие факторы, относящиеся к ДГУ, которые необходимо учитывать:

- количество ДГУ и соотношение мощностей ДГУ в электротехническом комплексе – в данном комплексе ДГУ, которые находятся в работе летом (ДГУ 58 кВт) и зимой (ДГУ 110 кВт), имеют установленные мощности, отличающиеся почти в 2 раза (58 кВт и 110 кВт);

- характеристики расхода топлива ДГУ и цена дизельного топлива – расход

топлива ДГУ 58 кВт при нагрузке 75% составляет 11,4 л, при 100% нагрузке – 15,2 л, а расход топлива ДГУ 110 кВт при той же нагрузке – 23,7 л и 31,6 л соответственно; в Хабаровском крае цены на дизельное топливо составляют от 50,25 руб. за литр;

– ресурсы используемых ДГУ и число запусков-остановов каждого из них – ресурс ДГУ 58 кВт составляет 32 000 м.ч., ДГУ 110 кВт – 15 000 м.ч.;

– диапазоны рабочих режимов ДГУ;

– капитальные и эксплуатационные затраты на ДГУ.

В исследуемом комплексе оптимальный алгоритм работы и переходы между состояниями реализует система автоматического управления электротехнического комплекса.

Ветроэлектроустановка работает в автоматическом режиме, обеспечивая максимальную выработку в соответствии с текущей скоростью ветра. Двухнаправленный преобразователь тока (ДНПТ) обеспечивает сглаживание выработки от ВЭУ и баланс мощностей путем заряда-разряда аккумуляторных батарей с подкачкой и потреблением электроэнергии в сеть или из сети. Таким образом, ДНПТ и АБ вместе образуют сетевую опорно-аккумулирующую систему. При этом требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии выполняются в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [19].

Излишки вырабатываемой мощности (например, в случае полного заряда АБ) преобразуются в полезное тепло управляемой балластной нагрузкой. Высокая скорость быстрогодействия УБН обеспечивает сглаживание пиков электроэнергии от ВЭУ. УБН включается также в случаях, когда ДНПТ или АБ ограничены или недоступны для работы.

В случаях, когда УБН недоступна (перегрев воды, отсутствие связи и тому подобное), ВЭУ ограничивает мощность путем поворота лопастей, при этом для экстренного торможения используется аварийная балластная нагрузка ВЭУ, обеспечивающая через контроллер ВЭУ плавное электродинамическое торможение.

В случаях дефицита электроэнергии ВЭУ, ДНПТ разряжает АБ в сеть, компенсируя нехватку электроэнергии. При достижении АБ критического уровня разряда, блок АВР, размещенный в щите ВНКУ, запускает ДГУ, которая в соответствии с запрограммированным приоритетом обеспечивает покрытие дефицита и заряд АБ.

Состояния электротехнического комплекса

Состояние 1 – одиночная работа ДГУ на нагрузку: при первом включении электротехнический комплекс переходит в состояние 1.

Состояние 2 – работа ДГУ с ДНПТ в синхронном режиме: после успешного включения ДГУ на нагрузку подключается ДНПТ и синхронизируется с электротехническим комплексом.

Состояние 3 – работа ВЭУ в ведомом режиме параллельно ДНПТ и ДГУ: ВЭУ в этом состоянии подкачивает в сеть энергию ветра. При этом ДГУ будет снижать выработку электроэнергии. При колебаниях мощности со стороны ВЭУ в первую очередь реагирует ДНПТ (как безинерционная машина), компенсируя колебания мощности для плавной работы ДГУ.

Состояние 4 – работа ВЭУ в ведомом режиме с ДНПТ в качестве опорного источника, ДГУ остановлена: режим максимальной экономии дизельного топлива. Переход возможен при превышении выработки от ВЭУ над потреблением.

Кроме этого, можно выделить следующие подсостояния:

1. Управляемая балластная нагрузка работает.
2. Управляемая балластная нагрузка не работает.

Данная система рассматривает лишь четыре состояния работы энергосистемы, поэтому в исследовании необходимо более подробно рассмотреть выбор режимов работы, а также учесть возможность интеграции в систему автоматического управления прогноза энергопотребления.

Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (АВР) предназначен для автоматического подключения или отключения ДГУ с целью бесперебойного электроснабжения потребителей.

АВР предназначен для:

- автоматического запуска ДГУ по сигналу оператора или САУ;
- измерения напряжения (на входящем и исходящем подключениях) и передачи данных в САУ по согласованному протоколу;
- измерения фазных токов на исходящем подключении и передачи данных в САУ по согласованному протоколу;
- «мгновенного» подключения или отключения контактов ДГУ (входящее подключение).

Схема АВР должна обеспечить следующие режимы работы:

Режим 0 – ДГУ отключена, ВЭУ в работе, проводится измерение фазных напряжений на исходящей линии.

Режим 1 – подключение ДГУ. Получение сигнала на подключение ДГУ:

- от оператора или САУ;
- в ручном режиме – с помощью трехпозиционного переключателя на щите.

Запуск ДГУ. Прогрев двигателя. Измерение напряжения на исходящей линии.

Ожидание синхронизации со стороны исходящей линии. Замыкание контактов.

Режим 2 – отключение ДГУ. Получение сигнала на отключение ДГУ:

- от оператора или САУ;
- в ручном режиме – с помощью трехпозиционного переключателя на щите.

Размыкание контактов. Ожидание охлаждения ДГУ. Остановка ДГУ.

АВР должен иметь блокировку от «встречного» подключения и защиту от коротких замыканий в цепи.

Таким образом, в разделе описан принцип работы электротехнического комплекса и алгоритм работы, который реализует система автоматического управления. Для бесперебойного электроснабжения потребителей в комплексе предусмотрена реализация автоматического ввода резерва в НКУ.

Однако, если в системе автоматического управления учитывать данные прогноза энергопотребления объектом на сутки вперед, возможно повысить эффективность использования электротехнического комплекса, и, в частности, снизить установленные мощности ДГУ, расход топлива при постоянно повышающихся ценах и сохранить ресурс работы ДГУ на более длительный период.

1.10 Цели и задачи диссертационной работы

Проведя анализ проблем электроснабжения и электросетевых комплексов на территории Арктики и Крайнего Севера и выделив в качестве объекта исследования ветродизельный комплекс, были сформулированы цели и задачи исследования.

Целью исследования является повышение эффективности и бесперебойности электроснабжения электротехнического комплекса с автономным питанием в различных климатических условиях.

Задачи исследования:

1. Анализ существующих методов и методик прогнозирования с целью выработки требований для разработки прогнозной модели энергопотребления.
2. Анализ процесса потребления электрической энергии на основе SSA анализа с целью выявления в нем взаимосвязей с изменениями климатических условий и выбора метода прогнозирования, обеспечивающего наиболее высокую точность прогноза.
3. Разработка методики прогнозирования генерации и энергопотребления с целью планирования необходимых объемов генерации электрической энергии.

Формирование набора исходных данных для модели прогнозирования электропотребления потребителей.

4. Разработка прогнозной модели процесса электропотребления потребителей с учетом метеофакторов на основе модели ARMA (модель авторегрессии – скользящего среднего).

5. Определение экономической оценки эффективности внедрения методики прогнозирования нагрузки.

1.11 Выводы по Главе 1

На основе анализа, представленного выше, были сделаны следующие выводы:

1. Электроснабжение объектов на территории Арктики является изолированным от Единой энергосистемы и осуществляется от автономных источников электроэнергии – дизель-генераторов. Реализация проектов, связанных с развитием децентрализованных энергосистем на основе ветроэнергетических установок, для работы которых имеется значительных ветропотенциал, является перспективной задачей, если решить логистические и инфраструктурные проблемы.

2. В России на территории Арктики установленная мощность одной ВЭС находится в пределах 1 МВт. Связано в первую очередь это с отсутствием должного уровня локализации оборудования внутри страны, сложностью его работы в экстремальных климатических условиях и, соответственно, частыми поломками и невозможностью оперативно производить ремонт или замену установок. Производство ветроустановок все еще требует значительных инвестиций и преимущественно осуществляется за рубежом иностранными компаниями.

3. В Энергетической стратегии России на период до 2035 г. и в Стратегии экономической безопасности России на период до 2030 г. отражена важность развития региональной энергетики на территории Арктики и Крайнего Севера и повышения уровня и качества жизни. Развитие ветродизельных комплексов на данный период времени идет медленными темпами, в виду долгой локализация международных и европейских стандартов, а стимулирование инвестиций в проекты ограничено избыточными требованиями к проектированию, строительству и эксплуатации объектов на основе ВИЭ.

4. Особенности географических и климатических условий Арктической зоны способствуют повышению уровня технологических рисков и требуют адаптации оборудования. Для эффективного применения ветроэнергетических установок необходимы системы защиты оборудования от обледенения и пониженных температур. Параллельная работа ВЭС и ДЭС позволит покрыть пики электрической нагрузки,

которые возникают вследствие перепадов температур.

5. Результаты использования известных методов прогнозирования могут обладать различной точностью, поскольку исследование тесно взаимосвязано с изменениями в процессе электропотребления объектом, типом нагрузки потребителей и внешними климатическими изменениями. Не все методы прогнозирования позволяют отразить влияние таких параметров, как сезонные условия и климатические изменения при формировании планируемого графика нагрузок и графика выработки электроэнергии ветроустановками в ветродизельном комплексе. Интерпретация данных с точки зрения описания протекающих процессов с высокой точностью иногда не представляется возможной. Поэтому в электроэнергетике все чаще применяются методы машинного обучения и построение на основе таких алгоритмов прогнозных моделей.

6. Среднегодовая мощность электропотребления исследуемого электротехнического комплекса составляет 43 кВт, пиковая мощность в году – 97 кВт. Среднее отклонение месячного электропотребления 14,5%. Характерной особенностью является снижение электрической нагрузки в летний период времени. В сравнении с самым теплым месяцем июлем и самым холодным месяцем декабрем, разница в объемах потребления электроэнергии достигает до 2,5 раз.

7. Проведя анализ таких показателей графиков электрических нагрузок, как коэффициент использования $k_{и}$, коэффициент включения приемника $k_{в}$, коэффициент загрузки $k_{з}$, было выявлено, что ДГУ работают с недогрузкой, что увеличивает расход топлива и снижает КПД, особенно в зимний период времени. Поэтому прогноз энергопотребления становится актуальной задачей для повышения эффективности использования дизель-генераторных установок.

8. В результате корреляции климатических факторов, потенциально влияющих на процесс энергопотребления, определено, что в первую очередь на изменение объемов потребления электроэнергии влияют температура воздуха окружающей среды, сезонность и продолжительность светового дня. Данные факторы впоследствии необходимо учитывать при разработке модели прогноза энергопотребления и генерации электроэнергии ветродизельным комплексом.

9. Описан принцип работы электротехнического комплекса и алгоритм работы, который реализует система автоматического управления. Сделан вывод о том, что если в системе автоматического управления учитывать данные прогноза энергопотребления объектом на сутки вперед, то можно будет повысить эффективность использования электротехнического комплекса и планирования режимов работы.

10. Проведенный анализ позволил сформулировать цель и задачи научного исследования.

ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ГЕНЕРАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВЕТРОДИЗЕЛЬНОМ КОМПЛЕКСЕ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА SSA

Во второй главе рассмотрены методы прогнозирования, относящиеся к искусственным нейронным сетям и методам машинного обучения. Однако было выяснено, что программа, реализованная на основе искусственных нейронных сетей, не учитывает метеорологические данные. Поэтому была создана программа на основе машинного обучения, используя для анализа данных метод SSA и модель ARMA (модель авторегрессии – скользящего среднего) для анализа временных рядов, которая позволит прогнозировать генерацию электроэнергии и энергопотребление объекта с учетом изменяющихся климатических условий. Проведен анализ и подготовка исходных данных, показан пример восстановления утерянных данных путем заполнения значений на основе итеративной полиномиальной аппроксимации, исследовано влияние климатических факторов и произведено сравнение полученных результатов. В результате сформирована методика создания модели прогнозирования в виде алгоритма.

2.1 Выбор методики прогнозирования энергопотребления объекта

В настоящий момент при работе электротехнического комплекса с ветродизельной электростанцией не учитываются возможности повышения эффективности работы электротехнического комплекса путем учета прогноза энергопотребления на сутки вперед и возможное влияние изменения графиков нагрузки в зависимости от продолжительности светового дня, сезонности и температуры окружающей среды [105].

Прогнозирование энергопотребления позволит, с одной стороны, не допускать перебоев в поставке электроэнергии при увеличении нагрузки выше планируемой, планировать режимы работы для обеспечения электроэнергией потребителей при резких изменениях скорости ветра, и, с другой стороны, уменьшение электропотребления за счет прогнозирования скажется на эффективности работы электротехнического комплекса, в том числе сохранении ресурса работы ДГУ и уменьшении расхода топлива [86]. Прогнозирование энергопотребления, выполненное с достаточной точностью, позволяет соблюдать баланс мощностей, что является главным критерием в работе любого электротехнического комплекса.

На сегодняшний день разработано большое количество методов и моделей прогнозирования электрической нагрузки энергосистем. Существующие методы можно условно разделить на две категории: классические и интеллектуальные способы прогнозирования. Среди классических можно выделить аналитические, статистические и вероятностные методы. К интеллектуальным методам относятся экспертные системы, а

также различные типы искусственных нейронных сетей и машинное обучение. Прогнозирование нагрузки подразделяется на несколько типов в зависимости от времени прогнозирования, однако, в работе рассмотрено только краткосрочное прогнозирование нагрузки на нескольких дней вперед. Проведя анализ разработанных методов прогнозирования, было выявлено, что их применение на практике не всегда возможно. Часть методов содержат значительные погрешности при оценке прогнозируемых величин из-за нарушения определенных допущений, используемых при построении моделей прогноза. Другие методы не имеют широкого применения для решения практических задач из-за их сложности с точки зрения математического аппарата.

Результаты при использовании различных методов прогнозирования могут обладать различной точностью, поскольку исследование тесно взаимосвязано с изменениями в процессе электропотребления объектом, типом нагрузки потребителей и внешними климатическими изменениями. Поэтому не все методы прогнозирования могут использоваться. Статистические методы не обеспечивают достаточной точности [77, 82, 102], однако, часто используются для объектов с небольшой установленной мощностью и бытовым характером нагрузки. Для многофакторных методов характерно большое количество индивидуальных входных параметров в зависимости от объекта исследования [65], в то время как наиболее часто применяемые интеллектуальные методы не учитывают характерные особенности процесса электропотребления конкретного объекта [70, 86]. Все чаще последнее время проводятся исследования с использованием гибридных методов [72], которые объединяют в себе не сложные методы по структуре, достоинства интеллектуальных методов, при том учитывают динамику процесса электропотребления [65, 87].

Факторы, которые необходимо учитывать при построении моделей прогнозирования, условно можно разделить на три группы: циклические, естественные и случайные. Данная классификация определена на основе характера возникновения факторов и отражает возможность их учета в прогнозной модели. Также с точки зрения источника возникновения метеорологические и социально-экономические факторы являются основными при прогнозировании. Данные факторы по-разному влияют на точность прогноза. Так, из анализа литературы было установлено, что наибольшее влияние на графики нагрузки оказывает значение потребления электроэнергии за 30 минут до прогнозируемых суток, за сутки до прогнозируемых, за сутки недель ранее, за сутки месяцем ранее, за сутки годом ранее. Температура окружающей среды, неделя в году и день недели являются дополнительными факторами для повышения точности

прогноза. Упомянутые выше факторы учитываются в работе при построении прогнозиционных моделей.

В алгоритме выбора режимов работы электротехнического комплекса, который будет представлен в главе 4 (рисунок 4.1.1), используются прогнозные данные энергопотребления. Для получения прогноза были рассмотрены две различные программы. Первая программа (свидетельство о регистрации программы для ЭВМ №2020661597 от 28.09.2020 г.) решает задачу прогнозирования по таким методам, относящимся к математической статистике, как метод регрессии, метод экспоненциального сглаживания и искусственные нейронные сети. Также в рамках исследования создана программа на основе машинного обучения, использующая такой метод анализа данных, как сингулярный спектральный анализ (Singular Spectrum Analysis, SSA) и сингулярное разложение (Singular Values Decomposition, SVD) (свидетельство о регистрации программы для ЭВМ №2021616532 от 22.04.2021 г. [48]), а прогнозирование осуществлялось на основе модели ARMA (модель авторегрессии – скользящего среднего).

Первая программа позволяет прогнозировать суточное потребление электроэнергии, используя почасовые интервалы. В качестве выходных данных пользователь получает график нагрузки следующих суток. Конечно, стоит отметить, что график нагрузки зависит непосредственно от типа нагрузки и частоты включения электроприемников, при этом наиболее вероятный интервал включения для некоторых видов нагрузки составляет от 10 минут до 1 часа, что будет являться оперативным прогнозированием. Однако в данном исследовании реализовано краткосрочное прогнозирование, но возможность перехода к оперативному прогнозированию также можно рассмотреть в алгоритме выбора режимов работы электротехнического комплекса, если будут получены соответствующие базы данных.

Так как анализ графиков нагрузки различных электротехнических комплексов в разных отраслях промышленности показывает, что потребление электроэнергии в них существенно отличается, в программе рассматривается несколько методов прогнозирования, и пользователь может подобрать для своей системы способ с наименьшей погрешностью прогнозирования.

Метод регрессии – это статистический метод, основанный на линейном регрессионном анализе (множественной регрессии), изучающем статистическую взаимосвязь между зависимой и независимыми переменными. Множественная регрессия позволяет проводить анализ зависимости одного признака от множества независимых факторов (2.1):

$$Y = a + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_n \cdot X_n + \varepsilon \quad (2.1)$$

где Y – результирующий признак; X_1, \dots, X_n – факторные признаки (факторы); b_1, \dots, b_n – коэффициенты регрессии; a – свободный член уравнения; ε – «ошибка» модели.

Целевой функцией, то есть критерием качества приближения, является среднеквадратичная ошибка. Цель такого анализа состоит в предсказании ожидаемого среднего значения результирующей переменной с помощью уравнения регрессии. Коэффициенты регрессии b_j определяются таким образом, чтобы «ошибки» ε , характеризующие степень приближения реальных значений результирующего признака с помощью линейной модели (2.2), были минимальными:

$$Y = a + b_1 \cdot X_1 + b_2 \cdot X_2 + \dots + b_n \cdot X_n + \varepsilon. \quad (2.2)$$

Применение метода наименьших квадратов позволяет достичь такой цели. При использовании данного метода не требуется дополнительная информация об исследуемом процессе, кроме непосредственно выборок реализаций самого процесса и влияющих факторов.

Метод экспоненциального сглаживания используется при прогнозировании временных рядов на один период, то есть в данном исследовании на сутки вперед. Суть данного метода заключается в том, что временной ряд сглаживается с помощью взвешенной скользящей средней, в которой веса подчиняются экспоненциальному закону. Учитывает вес исходной информации, то есть формирует тенденцию изменения данных к моменту последнего наблюдения (2.3):

$$U_{t+1} = \alpha \cdot y_t + (1 - \alpha) \cdot U_t \quad (2.3)$$

где t – период перед прогнозным (например, за сутки до прогнозного); $t+1$ – прогнозный период; U_{t+1} – прогнозируемый показатель (например, энергопотребление, кВт); α – параметр сглаживания (чем больше α , тем меньше сказывается влияние предшествующих значений, если α близко к 1, то учитывается влияние последних наблюдений, если α близко к 0, то учитываются все или почти все предшествующие наблюдения), рассчитывается как $\alpha = \frac{2}{n+1}$; y_t – фактическое значение исследуемого показателя за предшествующий период; U_t – экспоненциально взвешенная средняя за предшествующий период (если есть данные об изменении параметра в прошлом, то рассчитывается среднее арифметическое, если данных нет, то используется исходное первое значение базы прогноза y_t).

Искусственная нейронная сеть – это суперпозиция большого числа линейных нейронов, то есть наложение нескольких слоев сети, состоящих из нейронов. Основная цель – выделение скрытых зависимостей между входными и выходными данными и

обучение сети на основе этих зависимостей для прогнозирования некоторых параметров. Целью применения нейронных сетей при создании моделей прогнозирования является определение будущих ответов исследуемой системы по ее предшествующему поведению.

Однако данная программа не учитывает метеорологические данные, а именно скорость ветра и температуру окружающей среды. Поэтому в рамках данного исследования было принято решение создать программу на основе машинного обучения, используя метод SSA для анализа данных и сингулярное разложение (Singular Value Decomposition, SVD), которая позволит прогнозировать на основе метода ARMA не только энергопотребление объекта, но и выработку электроэнергии ветроустановкой и дизель-генератором.

Стоит отметить, что ограничением в этом методе будет являться база данных, состоящая из данных, полученных с объекта, а именно среднесуточной генерации электроэнергии, средней температуры окружающей среды и средней скорости ветра в течение суток. Однако задача исследования состоит в возможности использования методов машинного обучения для прогноза энергопотребления, поэтому такая база данных может быть использована для решения этих задач.

Таким образом, в данном разделе произведено сравнение программ для прогнозирования энергопотребления и сделан вывод о необходимости учета климатических факторов, который был реализован в программе для ЭВМ «Программа для анализа данных генерации электроэнергии в ветродизельном комплексе с использованием алгоритма SSA на основе языка Python».

2.2 Анализ и подготовка исходных данных генерации электроэнергии для анализа методом SSA

Данный раздел посвящен анализу данных генерации электроэнергии с использованием алгоритма SSA. Программа для анализа данных написана на языке Python, исследование на основе данной программы подробно описано в [5].

Из основ статистики известно, что временной ряд (или динамический ряд) – это статистические данные, собранные за определенные промежутки времени, и значения каких-либо параметров исследуемых процессов [37]. Каждый элемент таких статистических данных называется эталоном или мерой. Временной ряд позволяет отразить связь фиксируемых значений с исследуемым временным интервалом, а не только статистическое разнообразие и статистические характеристики выборки.

Тогда анализ временных рядов можно определить, как совокупность методов математико-статистического анализа, предназначенных для определения структуры

временных рядов и их последующего прогнозирования [39]. Анализ таких временных рядов также можно рассматривать как задачу машинного обучения. Имеется набор пар признаков x и целевых переменных y $\{(x_i, y_i), i = 1, \dots, n\}$ для получения искомой функциональной зависимости $y=f(x)$. Чтобы получить такую зависимость $y=f(x)$, нужно минимизировать функцию потерь $L(y, f(x))$ [18].

Задачи в подобных исследованиях направлены на формирование прогнозных значений необходимых измеряемых параметров исследуемого объекта на определенный период времени. В данный момент все методы прогнозирования можно разделить на два крупных класса – это локальные и глобальные методы. Данное деление осуществляется по области параметров аппроксимирующей функции, определяя последующие значения временных рядов в соответствии с заданным количеством предыдущих значений.

Первыми разработанными методами являлись такие методы прогнозирования, как авторегрессия, скользящее среднее и другие, относящие к статистическим глобальным методам [32]. Однако в дальнейшем в рамках нелинейной динамики были также разработаны некоторые практические методы:

- сингулярный спектральный анализ (SSA) – этот метод является глобальным;
- локальная аппроксимация (LA);
- комбинация SSA – LA.

В данном исследовании для анализа исходных временных рядов был выбран метод сингулярного спектрального анализа.

Метод SSA был разработан после метода главных компонент и нашел широкое применение во многих технических сферах, в том числе и в электроэнергетике, как метод для обработки и анализа больших баз данных, фиксируемых в электротехническом комплексе, на основе которого возможно прогнозировать выработку электроэнергии и энергопотребление, учитывая влияние различных групп факторов.

Для анализа временных рядов выбирается длина окна L . Данный параметр является входным параметром алгоритма SSA и может быть выбран в зависимости от задачи исследования. Так, при существенно большей длине временного ряда и большом « L » получаемые после проведенного анализа результаты не будут зависеть от длины окна. Далее на основе полученного временного ряда строится траекторная матрица X , столбцами которой являются «скользящие» отрезки длины L : от X_1 до « L », от X_2 до (« L »+1) и т.д. Исходный временной ряд преобразуется в последовательность многомерных векторов. Дальнейший анализ производится на основе мультипликативного

временного ряда (2.4), так как амплитуда колебаний изменяется в исследуемом диапазоне времени:

$$X = \alpha \cdot \beta \cdot \varepsilon, \quad (2.4)$$

где α – значение функции тренда; β – циклическая аперидическая составляющая; ε – шум.

Затем производится сингулярное разложение траекторной матрицы на сумму элементарных векторов (SVD). Каждая элементарная матрица раскладывается на «элементарные тройки» (2.5), которые определяются набором собственных значений и двумя сингулярными векторами [72, 73]:

$$X_i = \sqrt{\lambda_i} U_i V_i^T, \quad (2.5)$$

где λ_i – собственные значения матрицы (сингулярные числа); U_i, V_i – сингулярные вектора матрицы.

Если представить исходный ряд, как сумму нескольких рядов, то по форме собственных векторов и величине собственных значений можно определить, что представляют собой эти члены и каким элементарным матрицам они соответствуют. Затем, суммируя элементарные матрицы внутри каждого множества и переходя от результирующих матриц к временному ряду, получается разбиение исходного ряда на аддитивные компоненты, например, сумму тренда, цикла и шума или сумму низкочастотных и высокочастотных составляющих.

Таким образом, целью данного метода является разложение исходного ряда на совокупность составляющих его компонент. Чтобы использовать данный метод, не обязательно, чтобы ряд был стационарным, а также чтобы исследователь предварительно мог определить такие составляющие ряда, как тренд, сезонность и цикличность. Как раз в результате исследования могут быть обнаружены тренд, циклы и возможности сглаживания ряда.

Таким образом, перед анализом данных методом SSA для исходных данных необходимо решить следующие задачи:

1. Выбор длины окна L .
2. Наличие дополнительной информации о структуре данных исходного ряда и наличии в нем периодических компонент.

Далее приведены некоторые рекомендации по решению этих задач.

При одновременном выборе различных компонентов серии следует учитывать все факторы для выбора длины окна. При отсутствии дополнительной информации о данных ряда, из которых он состоит, длина окна выбирается на основе исходной информации о

ряде. Наличие тренда или явная периодичность могут отражать свойства временного ряда. Однако наиболее правильным в данном случае является выбор длины окна на основе анализа периодограмм только в случае, если длина ряда достаточно велика. Если в ряду присутствуют различные частотные диапазоны с высокими амплитудами, то это позволяет сделать вывод о наличии естественных факторов, влияющих на исследуемый ряд.

В рамках исследования была разработана модель для анализа данных генерации электроэнергии в ветродизельном комплексе с использованием алгоритма SSA, позволяющая разложить временной ряд на составляющие компоненты: тренды, периодики, а также шумовые компоненты. Данные преобразования позволяют отобразить связь выработки электроэнергии с климатическими факторами. Анализ осуществлялся в следующей последовательности:

1. Преобразование одномерного ряда в многомерный на основе построения траекторной матрицы и многомерных векторов.
2. Применение сингулярного разложения для исследования полученной многомерной траекторной матрицы.
3. Получение исходного восстановленного ряда по выбранным главным компонентам.

Подобное разложение временного ряда можно использовать при разработке модели для прогнозирования как всего ряда, так и его составляющих компонент отдельно [41]. Выбор таких исходных параметров, как длина исходного ряда и число ее компонент (длина окна), существенно влияет на получаемый результат.

Поскольку скомпилировать код в программу не представляется возможным ввиду поставленной задачи, а именно интерактивный анализ данных, было принято решение использовать в качестве интерпретатора среду разработки Anaconda и окружение Jupiterlab.

Исходные данные загружались в программу в форме таблицы, которая состоит из 9 колонок и 366 строк и содержит следующую информацию, отражающую как объемы генерации электроэнергии, так и влияние окружающей среды на исследуемый объект:

- день, месяц, день недели;
- выработка электроэнергии ДЭС, кВт·ч;
- выработка электроэнергии ВЭУ, кВт·ч;
- время работы ДЭС, ч;
- время работы ВЭУ, ч;
- скорость ветра максимальная, м/с;

- скорость ветра средняя, м/с;
- температура окружающей среды средняя, °С.

Определяется тип данных командой `data.info()` и при необходимости данные преобразовываются с помощью команды `convert_dtypes()`. Добавляется новый столбец, и данные сортируются по порядку.

Производится расчет удельной генерации ДЭС и ВЭУ и добавляются соответствующие колонки. С помощью команды `data.describe()` можно вывести сводные статистики. Основная информация о наборе данных: среднее, среднеквадратичное отклонение, значения минимума и максимума, медиана (которая отличается от среднего для несимметричных распределений).

Для каждого объекта, имеющего в своем составе ветроэнергетическую установку, необходимо вводить поправочные коэффициенты на условия работы, связанные с климатическими условиями. Определяется максимальная и минимальная температура окружающей среды, комфортная для работы установок, командой `min_max_scaler`. Задается диапазон скоростей ветра командами `thresh_up = data['Скорость ветра (ср), м/с'].quantile(0.75)` и `thresh_down = data['Скорость ветра (ср), м/с'].quantile(0.25)`, при которых ветроустановка будет работать с максимальной выработкой электроэнергии. На данном объекте скорость страгивания ВЭУ составляет 2,5 м/с, номинальная скорость – 11 м/с, а максимальная – 25 м/с.

Далее были построены графики выработки электроэнергии ВЭУ (рисунок 2.2.1) и ДЭС (рисунок 2.2.2) командой `plot.line()`, что показывает общий вид генерации электроэнергии в течение всего периода измерений. При большом объеме исходной базы данных также можно увидеть, присутствуют ли пропуски в данных, как на исследуемом объекте. По оси абсцисс откладывается выработка электроэнергии (кВт·ч).

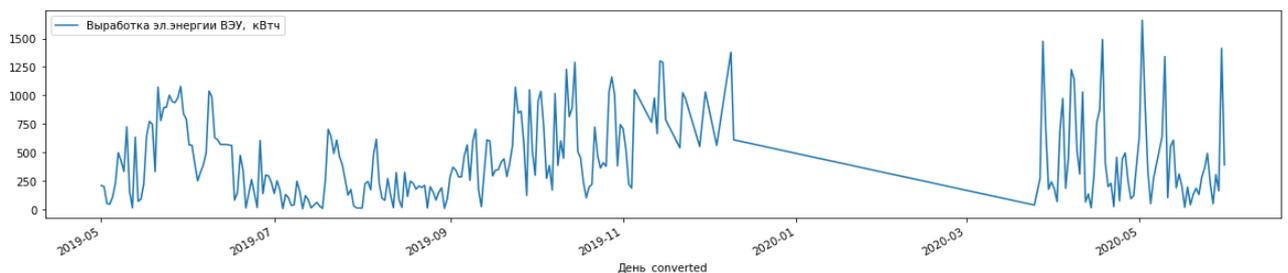


Рисунок 2.2.1 – График выработки электроэнергии ВЭУ

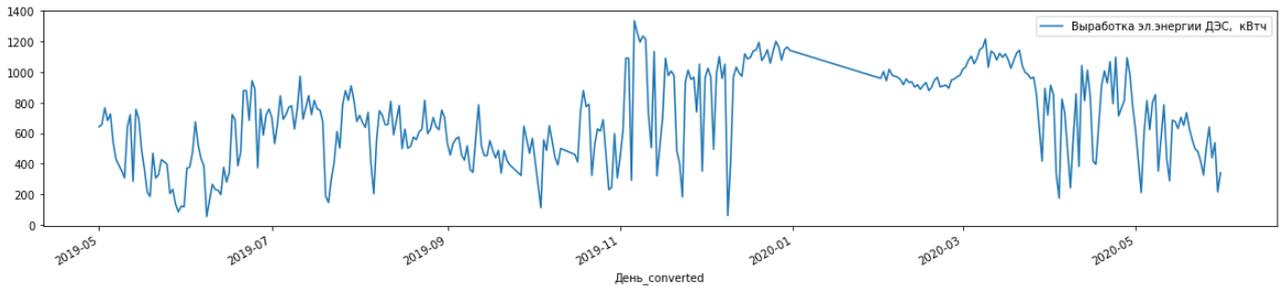


Рисунок 2.2.2 – График выработки электроэнергии ДЭС

В данном разделе исследования для проведения анализа данных будет рассматриваться период с 01.05.2019 г. до 31.12.2019 г., так как отсутствуют данные с 01.01.2020 г. по 31.01.2020 г. для ВЭУ и ДЭС. А с 11.12.2019 г. по 23.03.2020 г. ВЭУ находилась в ремонте. В разделе 2.6 будут рассмотрены возможности для восстановления отсутствующих значений.

В следующем разделе при выборе длины окна L (команда `suspected_dimension`) руководствовались необходимой точностью схожести с исходным рядом при наименьшем количестве компонент. Чтобы понять, при какой ширине окна восстановленный ряд будет иметь наибольшую точность с исходным рядом, далее было произведено сравнительное моделирование при различной длине окна – 7, 14, 30 компонент.

Таким образом, в данном разделе приведено описание программы для анализа данным методом SSA и проведена предобработка исходных данных для анализа.

2.3 Анализ SSA разложения для ВЭУ и ДЭС

2.3.1 Анализ выработки ВЭУ

После анализа компонент производился анализ SSA разложения для ветроэнергетической установки. С помощью команды `model.ssa_contrib()` можно посмотреть, насколько в процентах (%) полученные компоненты восстановленного ряда схожи с исходным рядом (рисунок 2.3.1.1). По оси абсцисс откладывается вклад каждой компоненты, по оси ординат – номер компоненты.

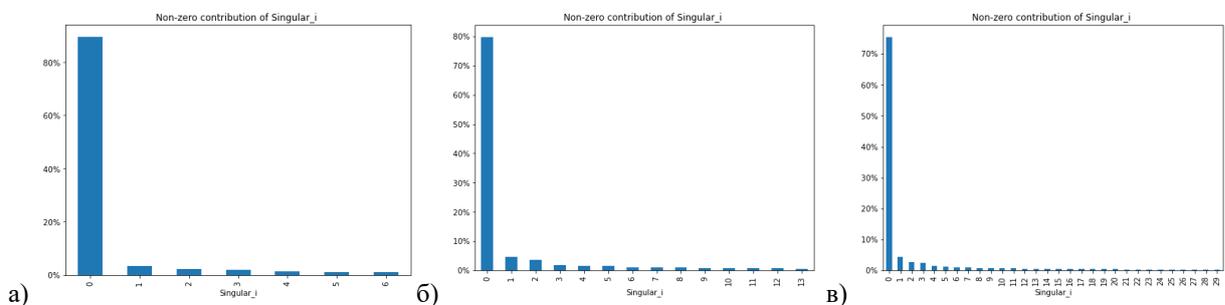


Рисунок 2.3.1.1 – Разложение временного ряда на компоненты при длине окна L равной

а) 7 компонент, б) 14 компонент и в) 30 компонент

Как видно из графиков, на первую компоненту приходится 88% описания исходного ряда при $L=7$ (рисунок 2.3.1.1(а)), 80% при $L=14$ (рисунок 2.3.1.1(б)), 75% при $L=30$ (рисунок 2.3.1.1(в)). Соответственно, можно сделать вывод, что чем больше значение первой компоненты, тем больше вклад соответствующей восстановленной компоненты [30]. Данное значение влияет и на ошибку, и на соответствие полученной модели реальным данным. На основе полученных данных, был сделан вывод, что при длине окна $L=7$ схожесть восстановленного ряда с исходным будет максимальной, при этом остается возможность проанализировать аperiodические составляющие ряда и шумовые компоненты.

Далее с помощью команды `model.plot_ssa_values()` можно отразить в виде графиков каждую компоненту восстановленного ряда. При длине окна $L=7$ (рисунки 2.3.1.2-2.3.1.8 (а)) первая компонента восстановленного ряда определяет тренд, по которому происходит выработка электроэнергии ветряком, вторая компонента отражает циклическую аperiodическую составляющую, что позволяет обнаружить периодичности, провести дальнейшие корректировки на сезонность, а компоненты с третьей по седьмую отражают шум, который, анализируя данные графики, можно сгладить или подавить. При $L=14$ тренд определяется 1 и 2 компонентой, которые в сумме дают 84%, аperiodическая составляющая – 3-4 компонентами, шум – 5-14 компонентами. При $L=30$ тренд определяется также 1 и 2 компонентами, аperiodическая составляющая – 3-4 компонентами, а шум с 5 по 30 компонентами.

Затем с помощью команды `model.plot_time_series()` сформированы графики восстановленного ряда выработки электроэнергии в рассматриваемом периоде времени (рисунки 2.3.1.2-2.3.1.8 (б)) при $L=7$. По оси абсцисс откладывается амплитуда сигнала.

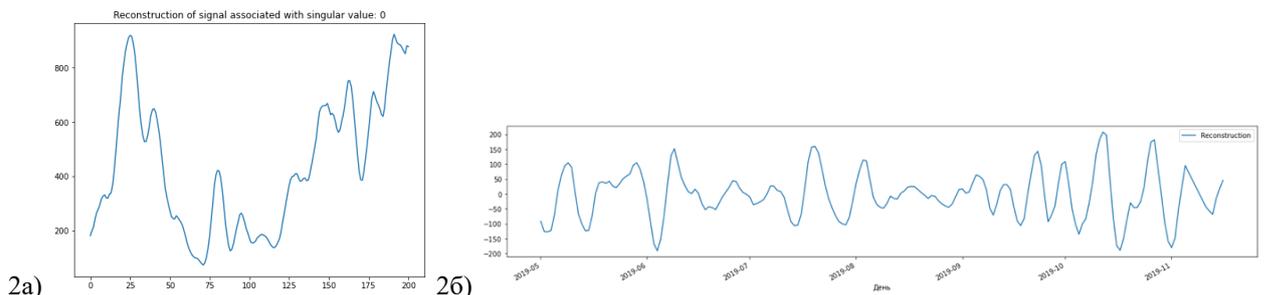


Рисунок 2.3.1.2 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 1 компоненте

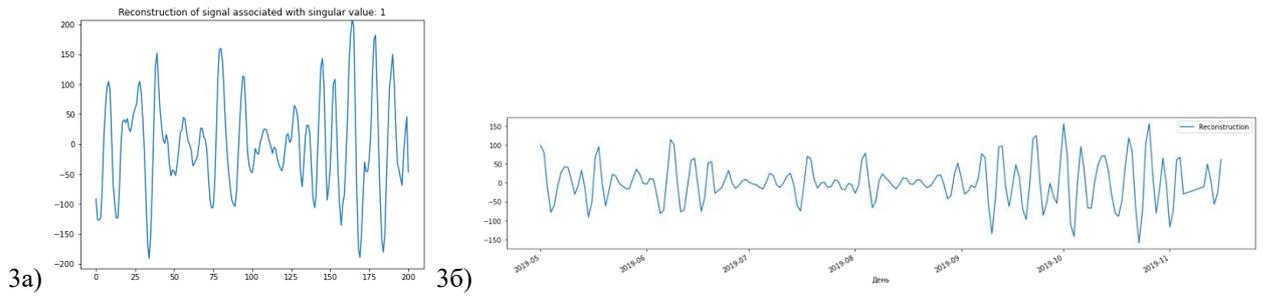


Рисунок 2.3.1.3 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 2 КОМПОНЕНТЕ

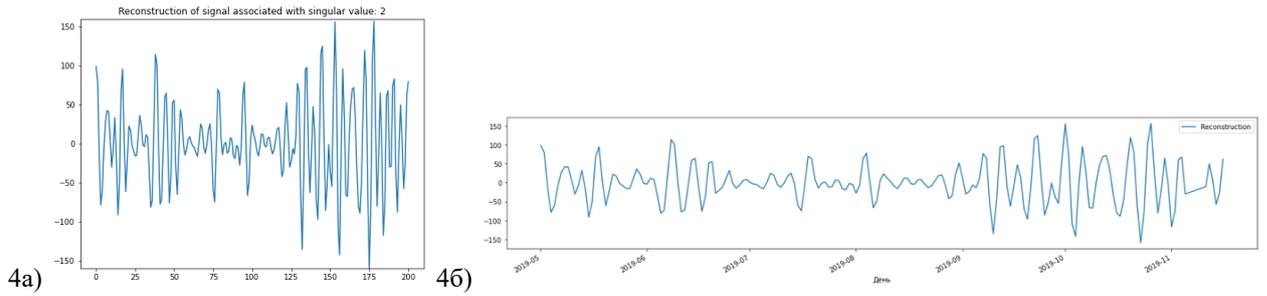


Рисунок 2.3.1.4 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 3 КОМПОНЕНТЕ

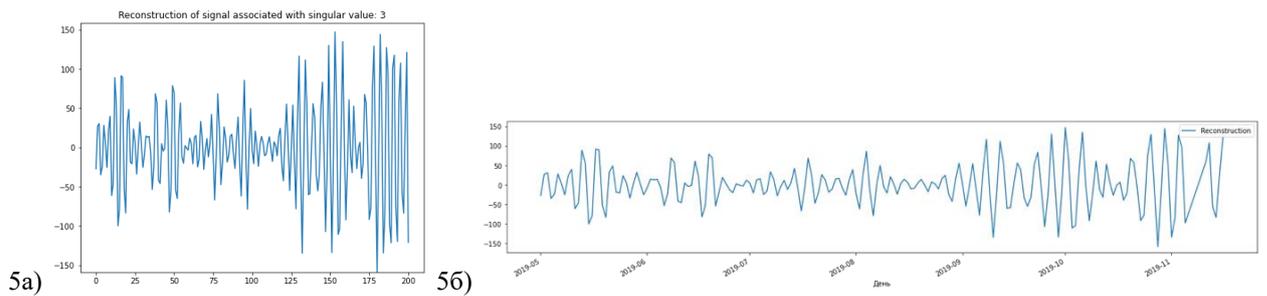


Рисунок 2.3.1.5 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 4 КОМПОНЕНТЕ

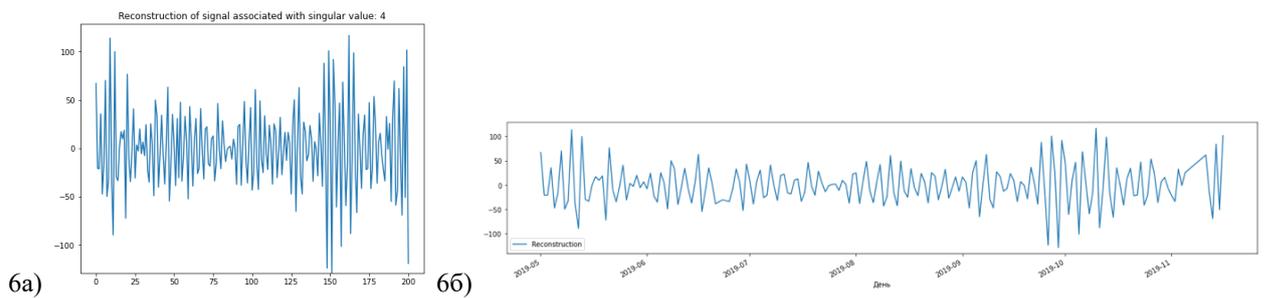


Рисунок 2.3.1.6 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 5 КОМПОНЕНТЕ

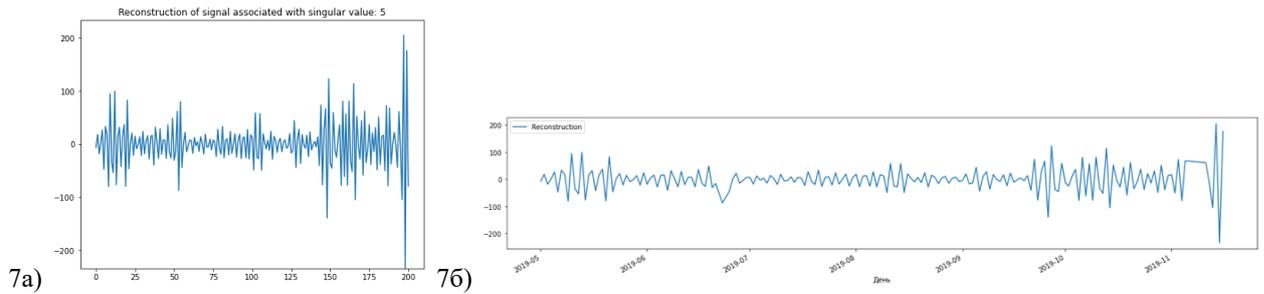


Рисунок 2.3.1.7 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 6 компоненте

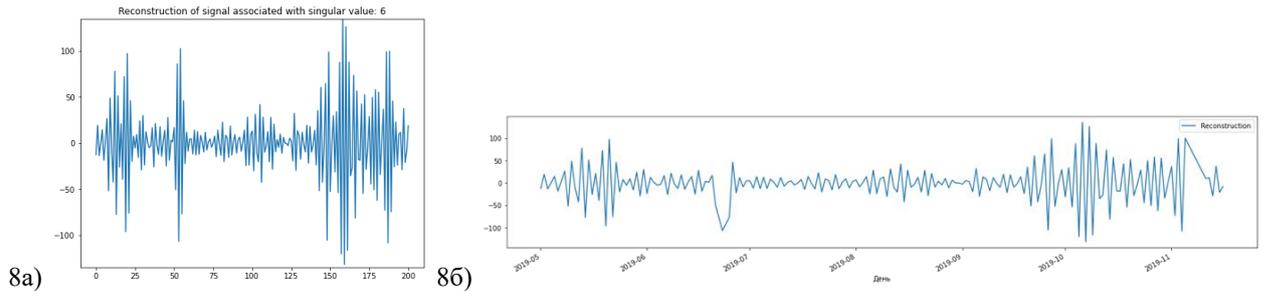


Рисунок 2.3.1.8 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 7 компоненте

Рассматривая полученные шумовые компоненты, стоит отметить стабильную выработку электроэнергии ветроустановкой до сентября 2019 г. Для подробного рассмотрения был взят период с сентября 2019 г. до конца периода исследования, когда колебания шумовых компонент имеют наибольшую амплитуду. Проведя анализ климатических характеристик, стоит отметить, что в этот период ВЭУ работает от 10 до 24 часов в сутки, либо не работает вовсе при зафиксированных порывах скорости ветра от 27 м/с и выше, тогда как рабочий диапазон скоростей данной ВЭУ до 25 м/с. Такой климатический фактор, как температура, не влияет на работу ВЭУ в такой же степени. Соответственно, колебания амплитуды шумовых компонент связаны с возрастанием скорости и резкими порывами ветра.

2.3.2 Анализ ДЭС

Тот же самый алгоритм производился и для анализа временного ряда выработки электроэнергии дизель-генератором.

Также после анализа компонент производился анализ SSA разложения для дизель-генераторной электростанции. С помощью команды `model.ssa_contrib()` можно отразить, насколько в процентах (%) полученные компоненты восстановленного ряда схожи с исходным рядом (рисунок 2.3.2.1). По оси абсцисс откладывается вклад каждой компоненты, по оси ординат – номер компоненты.

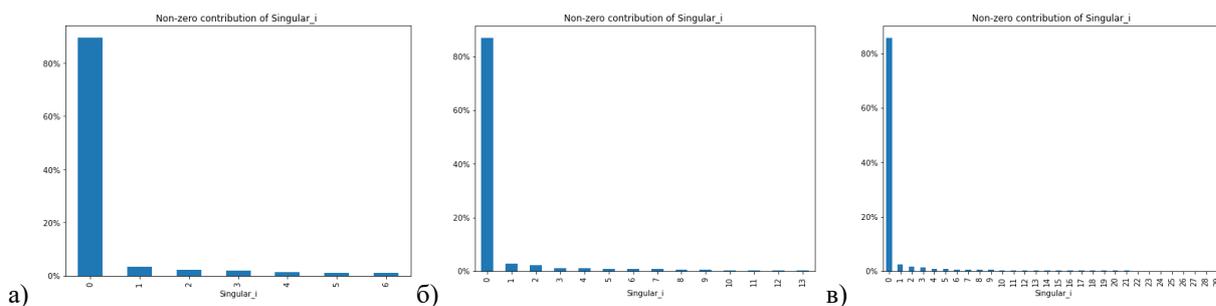


Рисунок 2.3.2.1 – Разложение временного ряда на компоненты при длине окна L равной
а) 7 компонент, б) 14 компонент и в) 30 компонент

Как видно из графиков, на первую компоненту приходится почти 90% описания исходного ряда при $L=7$ (рисунок 2.3.2.1(а)), 86% при $L=14$ (рисунок 2.3.2.1(б)), 85% при $L=30$ (рисунок 2.3.2.1(в)). Также можно сделать вывод, что чем больше собственное значение главной компоненты, тем больше вклад соответствующей восстановленной компоненты. Однако в случае с ДЭС разница вклада первых компонент при различной длине окна не значительна и остается достаточно велика в процентном соотношении (более 85% во всех случаях), поэтому был сделан предварительный вывод, что на работу ДЭС не так сильно влияет изменение внешних климатических условий, как на работу ВЭУ.

Далее отражены в виде графиков каждая компонента восстановленного ряда. При длине окна $L=7$ (рисунки 2.3.2.2-2.3.2.8 (а)) первая компонента восстановленного ряда определяет тренд, по которому происходит выработка электроэнергии дизель-генератором, вторая компонента отражает циклическую аперiodическую составляющую, что позволяет обнаружить периодичности, провести дальнейшие корректировки на сезонность, а компоненты с третьей по седьмую отражают шум, который, анализируя впоследствии данные графики, можно сгладить или подавить. При $L=14$ и $L=30$ не происходит существенных изменений в распределении составляющих компонент относительно распределения по компонентам при генерации электроэнергии от ВЭУ.

Затем с помощью команды `model.plot_time_series()` сформированы графики восстановленного ряда выработки электроэнергии в рассматриваемом периоде времени (рисунки 2.3.2.2-2.3.2.8 (б)). По оси абсцисс откладывается амплитуда сигнала.

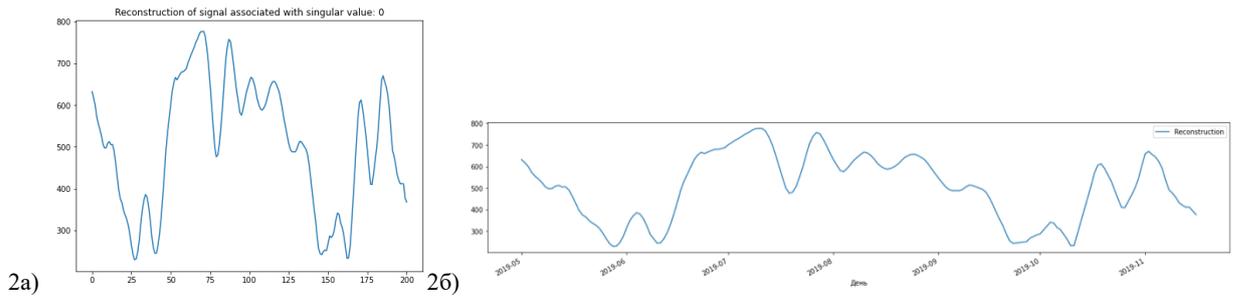


Рисунок 2.3.2.2 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 1 КОМПОНЕНТЕ

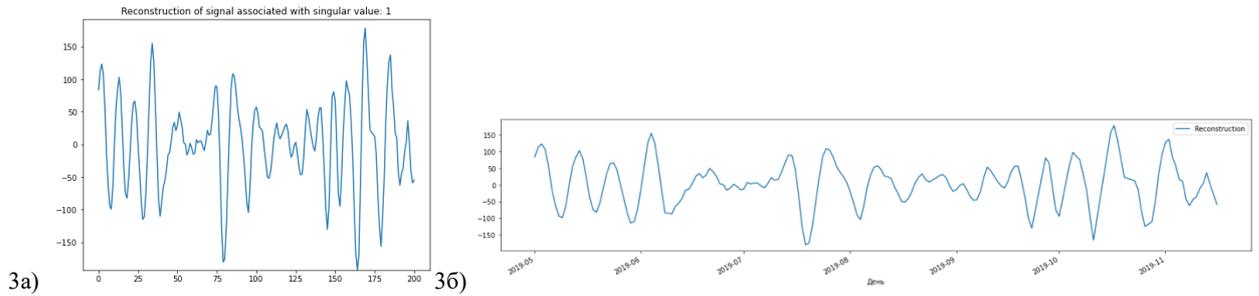


Рисунок 2.3.2.3 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 2 КОМПОНЕНТЕ

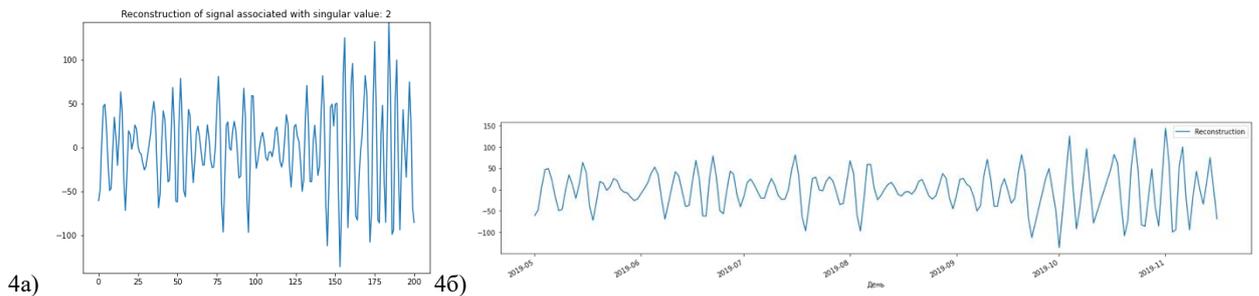


Рисунок 2.3.2.4 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 3 КОМПОНЕНТЕ

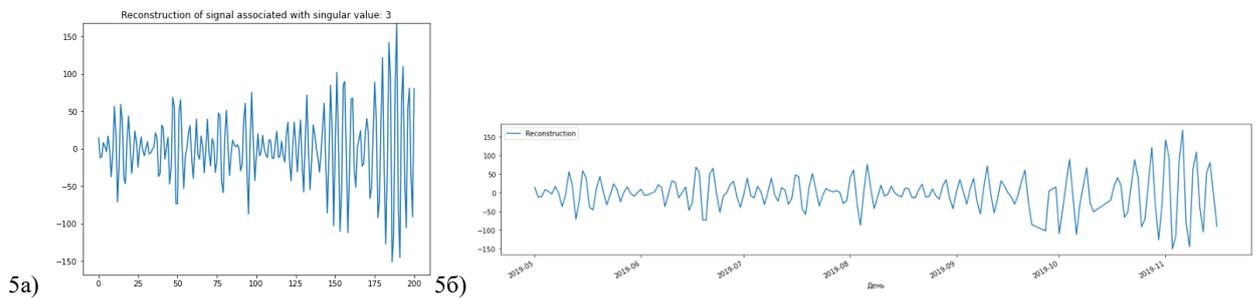


Рисунок 2.3.2.5 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 4 КОМПОНЕНТЕ

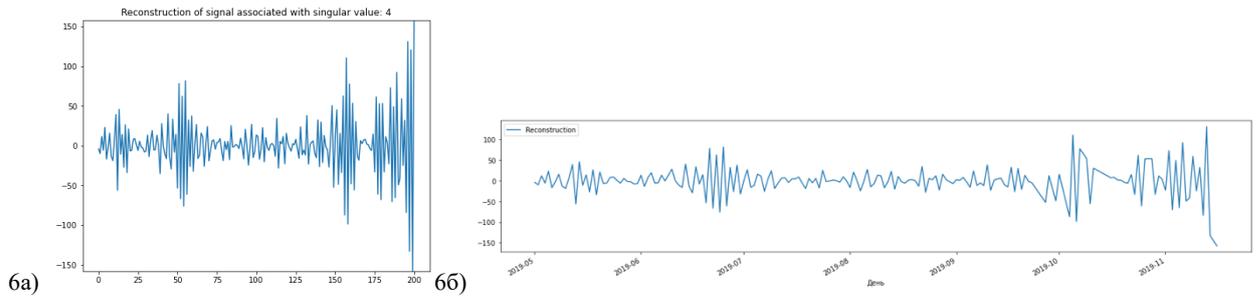


Рисунок 2.3.2.6 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 5 компоненте

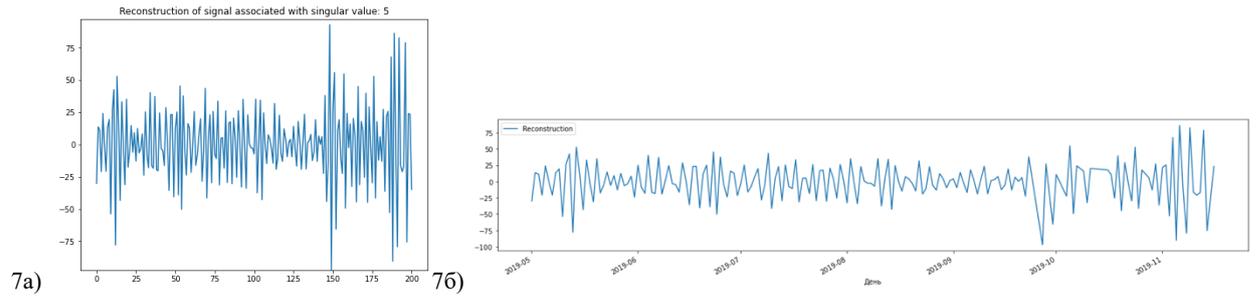


Рисунок 2.3.2.7 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 6 компоненте

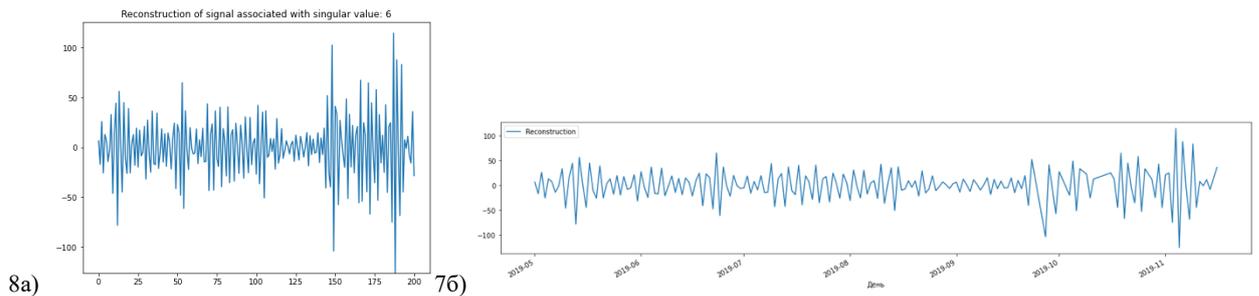


Рисунок 2.3.2.8 – а) Восстановленные сигналы и б) восстановленные временные ряды по 7 компоненте

Рассматривая полученные шумовые компоненты, стоит выделить для рассмотрения два периода – во второй половине июля 2019 г. и период с последней недели октября 2019 г. до конца периода исследования. Анализируя климатические характеристики, стоит отметить резкое возрастание порывов скорости ветра до 22 м/с во второй половине июля и во втором рассматриваемом периоде – снижение температуры окружающей среды ниже 0°C, затем резкое похолодание в пределах до -27°C и возрастание порывов скорости ветра до 41 м/с. Таким образом, проведя анализ шумовых компонент, очевидно влияние климатических факторов на работу как ветроустановки, так и дизель-генераторов.

2.3.3 Анализ влияния климатических факторов

Анализируя графики, полученные по шумовым компонентам, можно сделать вывод, что в летний период с июня по август наблюдается относительно стабильная выработка электроэнергии. В течение данного периода на выработку электроэнергии

климатические факторы практически не влияют. Однако в весенне-осенний период наблюдаются помехи в данных, амплитуда шумовых компонент становится больше, что характеризует влияние резких климатических изменений на работу электрооборудования, а, соответственно, и неравномерность энергопотребления. Как было отмечено ранее в исследовании, отклонение реального энергопотребления может составлять от 11% до 56% от планируемых графиков нагрузки. Средняя температура с каждым месяцем существенно изменяется, что влечет за собой сдвиг графика нагрузки.

Как было установлено в первой главе, среднее отклонение месячного электропотребления на объекте составляет 14,5%, что может отрицательно влиять на режимы работы электротехнического комплекса и приводить к недоотпуску электроэнергии потребителям без прогнозирования энергопотребления. Характерной особенностью также является снижение электрической нагрузки в летний период времени. Разница в объемах потребления электроэнергии достигает до 2,5 раз в сравнении с самым теплым месяцем (июлем) и самым холодным месяцем (декабром).

Данная методика анализа энергопотребления объекта позволит более эффективно планировать работу электротехнического комплекса. Зная тренд и месяцы, когда отклонения в энергопотреблении не ожидаются, и построив модель регрессии в периоды, когда ожидаются отклонения энергопотребления от планируемых значений, загрузив на вход климатические параметры и данные прогноза, возможно выбирать режимы работы электротехнического комплекса, распределяя соотношения генерирующих мощностей в электротехническом комплексе в зависимости от прогнозируемых погодных условий.

Применение машинного обучения позволит на основе больших данных, собранных в процессе эксплуатации энергокомплекса, анализировать влияние климатических факторов как на объекты генерации электроэнергии и их работу, так и на энергопотребление, устанавливать взаимосвязи между «возмущениями» окружающей среды и работой электрооборудования и учитывать влияние временных рядов генерации электроэнергии ДЭС и ВЭУ друг на друга.

Подводя итог, в данном разделе выбрана длина окна L для анализа исходных данных, проведено разложение исходных временных рядов генерации электроэнергии ВЭУ и ДЭС на составляющие – тренд, аperiodическую составляющую и шумовые компоненты. По полученным графикам сделаны выводы о периодах, когда климатические факторы в большей степени влияют на генерацию электроэнергии в зависимости от типов источников энергии.

2.4 Сравнение результатов анализа исходных временных рядов

Сравнение полученных графиков выработки электроэнергии ДЭС и ВЭУ позволяет подтвердить правильность восстановленных временных рядов, так как при выработке электроэнергии от ВЭУ, достаточной для покрытия спроса, ДЭС находится в резерве, а при нехватке выработки от ВЭУ подключается ДЭС. Также полученные графики позволяют сделать поправки в системе управления на сезонность, а проанализировав шумовые компоненты, учесть влияние климатических условий на работу электрооборудования.

На рисунке 2.4.1 показано сравнение исходного временного ряда генерации электроэнергии ВЭУ и восстановленного по сумме первых двух компонент. Оранжевая линия обозначает исходный ряд, синяя – восстановленный.

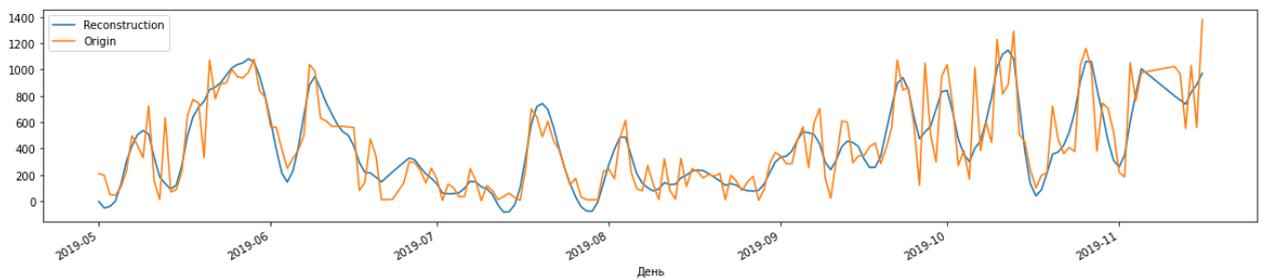


Рисунок 2.4.1 – Временные ряды генерации электроэнергии ВЭУ

На рисунке 2.4.2 показано сравнение исходного временного ряда генерации электроэнергии ДЭС и восстановленного ряда по сумме первых двух компонент. Оранжевая линия обозначает исходный ряд, синяя – восстановленный.

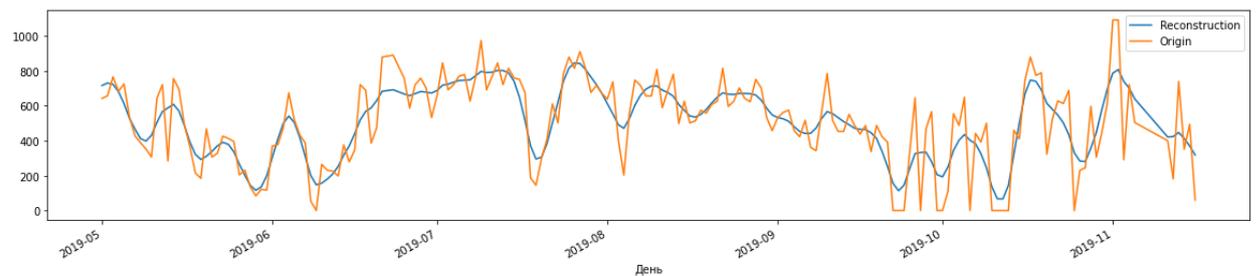


Рисунок 2.4.2 – Временные ряды генерации электроэнергии ДЭС

Были посчитаны средняя абсолютная ошибка, средняя квадратичная ошибка и коэффициент детерминации R^2 [11]. Коэффициент детерминации определяет соответствие полученной модели реальным данным. Коэффициент может принимать значения в диапазоне от 0 до 1. Чем ближе коэффициент к 1, тем больше зависимость между полученной моделью и исходным рядом.

MSE (mean-square error) – среднеквадратичная ошибка прогноза, которая показывает квадратичную разницу между прогнозным значением и исходным, а затем усредняет эти значения и рассчитывается по формуле (2.6):

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (Z(t) - \hat{Z}(t))^2, \quad (2.6)$$

где $Z(t)$ – фактическое значение временного ряда; $\hat{Z}(t)$ – прогнозное значение временного ряда.

RMSE (root-mean-square error) – корень из MSE, ошибка показывает разброс между спрогнозированным значением и исходным. RMSE позволяет работать с таким же порядком данных, что и данные прогноза, а также обе ошибки схожи с точки зрения оценки модели. Поэтому рассчитываться будет ошибка RMSE.

MAE (mean absolute error) – средняя абсолютная ошибка, рассчитывается как среднее абсолютных разностей между исходными значениями и прогнозными. Ошибка менее чувствительна к выбросам и аномальным значениям в отличие от MSE и рассчитывается по формуле (2.7):

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |Z(t) - \hat{Z}(t)|, \quad (2.7)$$

где $Z(t)$ – фактическое значение временного ряда; $\hat{Z}(t)$ – прогнозное значение временного ряда.

Полученные значения указаны в таблице 2.4.1:

Таблица 2.4.1 – Ошибки и коэффициент детерминации

Метрика качества модели	Восстановленный ряд ВЭУ	Восстановленный ряд ДЭС
Средняя абсолютная ошибка MAE	125,577	103,324
Средняя квадратичная ошибка RMSE	166,985	138,524
Коэффициент детерминации R^2	0,753	0,685

В результате анализа полученных собственных векторов, собственных значений и метрик качества работы модели SSA можно сделать следующие выводы.

Полученные компоненты разложения исходного временного ряда являются интерпретируемыми с точки зрения характера наблюдаемого процесса и позволяют проводить более детализированные исследования режимов работы электротехнического комплекса.

Используя комбинации первых двух компонент разложений, были получены восстановленные временные ряды, которые корректно отображают динамику процесса. Следует отметить, что для ряда генерации электроэнергии ВЭУ коэффициент детерминации R^2 на 7% больше по сравнению с рядом генерации электроэнергии ДЭС. Это свидетельствует о том, что для анализа генерации электрической энергии, используя временной ряд генерации электроэнергии ВЭУ, модель SSA является корректной и более предпочтительной, что доказывает необходимость учета взаимосвязи выработки электроэнергии ветроустановкой и изменения внешних климатических условий.

Использованная техника анализа данных временных рядов является более предпочтительной для данной области по сравнению с другими классическими техниками (авторегрессионные модели, скользящие окна и т.д.). Это связано с возможностью выбора числа компонент разложения, их детального анализа в дальнейшем и получения скрытой информации об особенностях динамики наблюдаемого процесса во времени.

Таким образом, в данном разделе выявлены зависимости формирования графика генерации электрической энергии ветродизельным комплексом на основе проведенного SSA анализа от изменения сезонности и среднесуточных климатических условий.

2.5 Восстановление отсутствующих данных

Для получения прогноза исходные данные должны соответствовать следующим требованиям:

1. Временной шаг для всего исходного временного ряда должен быть одинаков (в данном исследовании – сутки).
 2. Наблюдения, которые берутся за основу при создании прогнозной модели, должны фиксироваться в один и тот же момент каждого отрезка времени (раз в сутки).
 3. Базовый ряд должен быть полным, пропуски данных не допускаются.
- Поэтому была исследована возможность восстановления пропусков в данных.

Для восстановления ряда был использован метод заполнения пробелов на основе итеративной полиномиальной аппроксимации. Такие методы основаны на возможности аппроксимации любой зависимости другой более простой зависимостью, при этом в качестве аппроксимирующей функции используется полином. После аппроксимации находится экстремум аппроксимирующего полинома, который является первым приближением к экстремуму аппроксимируемой функции.

Экспертным путем подбирались и были заданы следующие параметры:

- одномерный массив (временной ряд), в котором необходимо заполнить пробелы (`data : numpy array`);
- количество известных элементов, примыкающих к пропущенному диапазону которые используются для оценки коэффициентов полинома (`n_neighbors : int`);
- степень полиномиальной функции (`degree : int`).

Восстановление произведено было на примере всех периодов, где данные отсутствовали. Параметры были заданы для каждого периода одинаковые, однако, для повышения точности восстановления, возможно рассматривать каждый период отдельно, применяя одну и ту же модель, но с подбором новых параметров. Код представлен на рисунке 2.5.1:

```

i_gaps = np.argwhere(data == gap_value)
i_gaps = np.ravel(i_gaps)

for gap_index in i_gaps:
    i_known = np.argwhere(data != gap_value)
    i_known = np.ravel(i_known)

    id_distances = np.abs(i_known - gap_index)

    sorted_idx = np.argsort(id_distances)
    nearest_values = []
    nearest_indices = []
    for i in sorted_idx[:n_neighbors]:
        time_index = i_known[i]
        nearest_values.append(data[time_index])
        nearest_indices.append(time_index)
    nearest_values = np.array(nearest_values)
    nearest_indices = np.array(nearest_indices)

    local_coefs = np.polyfit(nearest_indices, nearest_values,
degree)
    est_value = np.polyval(local_coefs, gap_index)
    data[gap_index] = est_value

return(data)

df_des = df1.copy()
arr_with_gaps = np.array(df_des['Выработка эл.энергии ДЭС, кВтч'])
%pylab inline
arr_with_gaps[np.isnan(arr_with_gaps) == True] = 100
df_des['Выработка эл.энергии ДЭС, кВтч'] =
pol_approximation(arr_with_gaps, n_neighbors = 100, degree = 2,
gap_value = 100.0)
plt.figure(figsize(15,4))
df_des['Выработка эл.энергии ДЭС, кВтч'].plot(color='r')
df1['Выработка эл.энергии ДЭС, кВтч'].plot.line(y = 'Выработка
эл.энергии ВЭУ, кВтч', x = 'День_converted',figsize=(20,4))
plt.ylabel(u'Мощность, кВт')
plt.xlabel(u'День')
pylab.show()

```

Рисунок 2.5.1 – Код программы

Ряд генерации электроэнергии ДЭС с пропусками представлен на рисунке 2.5.2:

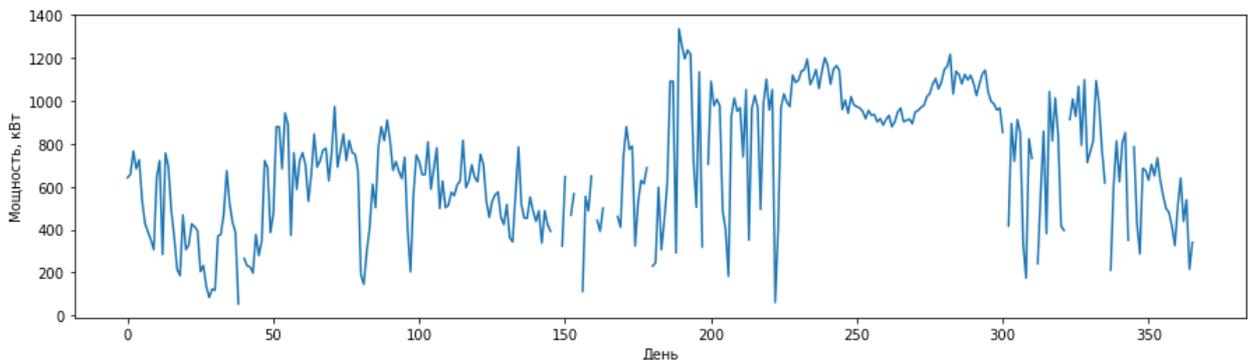


Рисунок 2.5.2 – Исходный ряд генерации электроэнергии ДЭС с пропусками

Восстановленный ряд генерации электроэнергии ДЭС представлен на рисунке 2.5.3:

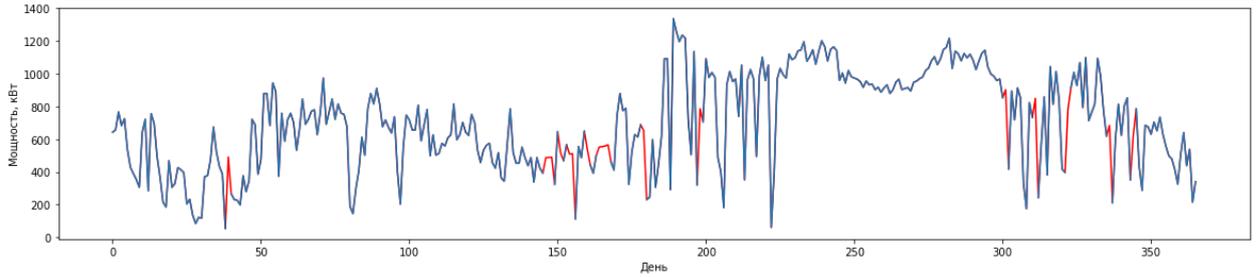


Рисунок 2.5.3 – Восстановленный ряд генерации электроэнергии ДЭС

Данные генерации ДЭС в определенные дни отсутствовали по причине полного покрытия спроса на электроэнергию ВЭУ. То есть данные не были утеряны, а восстановление производилось для оценки применимости данной модели для ряда генерации электроэнергии ДЭС.

Ряд генерации электроэнергии ВЭУ с пропусками представлен на рисунке 2.5.4:

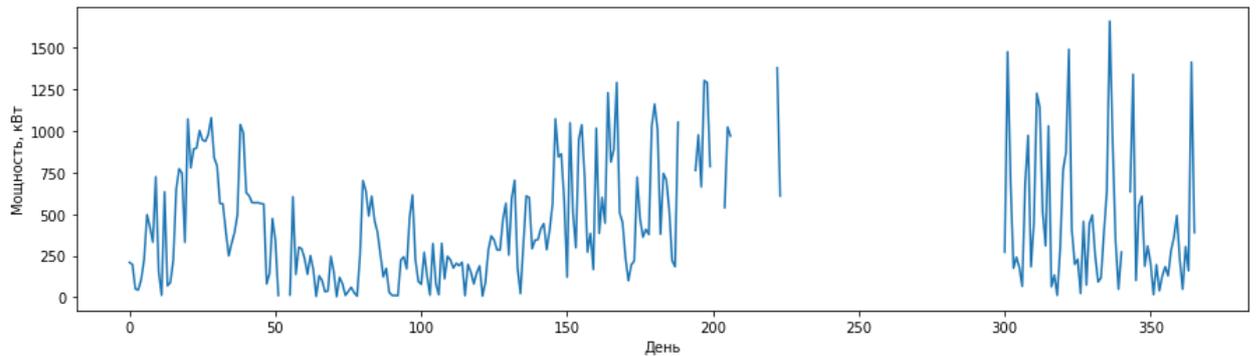


Рисунок 2.5.4 – Исходный ряд генерации электроэнергии ВЭУ с пропусками

Тот же код был применен и для ряда генерации электроэнергии ВЭУ, результат восстановления представлен на рисунке 2.5.5:

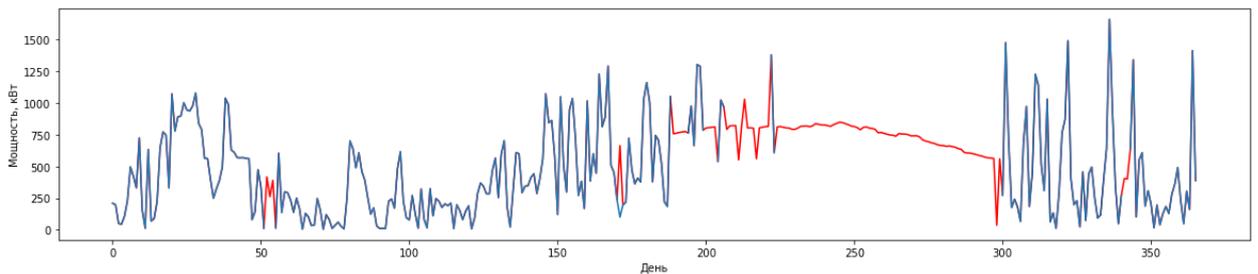


Рисунок 2.5.5 – Восстановленный ряд генерации электроэнергии ВЭУ

ВЭУ в определенный период находилась в ремонте ввиду неисправности, поэтому восстановление данных производилось для оценки возможной выработки электроэнергии при определенных климатических условиях, которые были заданы. Однако период пропущенных значений оказался слишком большим и восстановление данных с необходимой точностью требует большей базы данных. При этом данный алгоритм

восстановления данных является масштабируемым – может применяться для периодов различной длины, является настраиваемым – параметры модели можно подбирать для различных условий, но интерпретация полученных значений и оценка достоверности полученных значений зависит от компетенций исследователя.

2.6 Методика построения прогноза энергопотребления

В результате проведенного анализа и исследований в главе 2 была сформирована методика построения прогноза необходимой генерации и энергопотребления в виде алгоритма с использованием климатических характеристик и накопленных данных о генерации электрической энергии объектом за определенный период времени (рисунок 2.6.1).

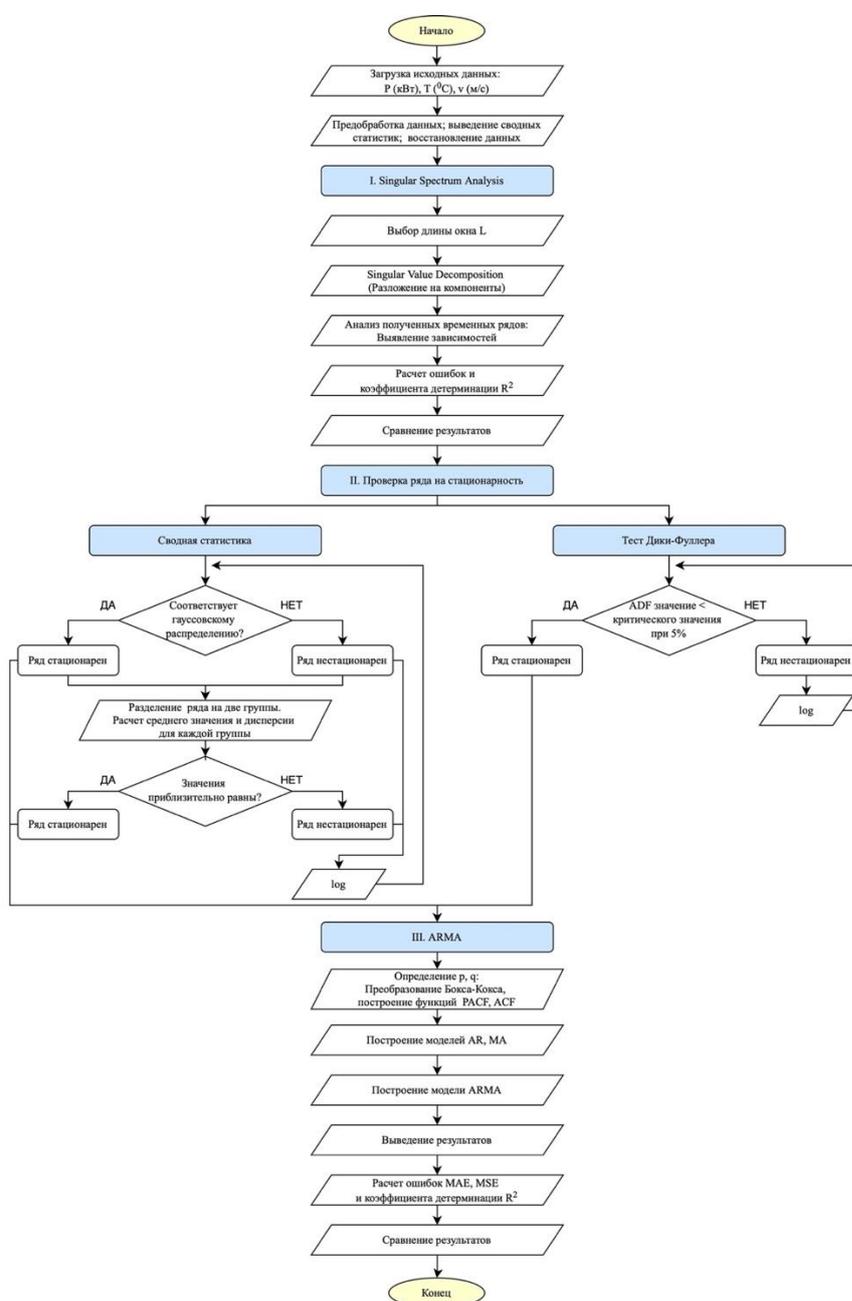


Рисунок 2.6.1 – Алгоритм методики построения прогноза

Алгоритм разбит на три части:

- предварительная обработка данных методом SSA и SVD;
- проверка исследуемого временного ряда на стационарность по сводной статистике и по критерию Дики-Фуллера;
- построение прогноза на основе модели ARMA, анализ и оценка полученной модели, расчет ошибок прогнозирования.

Таким образом, во второй главе проведен анализ и подготовка исходных данных, показан пример восстановления утерянных данных путем заполнения значений на основе итеративной полиномиальной аппроксимации, исследовано влияние климатических факторов и произведено сравнение полученных результатов. В результате сформирована методика создания модели прогнозирования в виде алгоритма, по которой будет произведено дальнейшее исследование и создание модели прогнозирования ARMA в третьей главе.

2.7 Выводы по Главе 2

1. Проанализированы различные методики прогнозирования. Рассмотрены способы прогнозирования с помощью таких методов, относящихся к математической статистике, как регрессивный метод, метод экспоненциального сглаживания, искусственные нейронные сети. Комбинированный метод позволяет сравнить, какая модель из трех выше приведенных показывает наилучший результат. Однако описание одной из программ показало, что в ней не учитываются такие метеорологические данные, как скорость ветра и температура окружающей среды.

2. В рамках исследования написана программа на основе машинного обучения на языке Python, используя метод SSA и SVD, которая позволит проанализировать исходный временной ряд и затем спрогнозировать на основе метода ARMA не только энергопотребление объекта, но и выработку электроэнергии ветроустановкой и дизель-генератором.

3. Анализируя графики, полученные после разложения ряда на тренд, аperiodическую составляющую и шумовые компоненты, можно сделать вывод, что в летний период с июня по август наблюдается относительно стабильная выработка электроэнергии. В течение данного периода на выработку электроэнергии климатические параметры практически не влияют. Однако в весенне-осенний период наблюдаются помехи в данных, амплитуда шумовых компонент становится больше, что характеризует влияние резких климатических изменений на работу электрооборудования, а, соответственно, и неравномерность энергопотребления.

4. Методика анализа энергопотребления объекта позволит более эффективно планировать работу электротехнического комплекса. Применение машинного обучения позволит данным, собранным в процессе эксплуатации электротехнического комплекса, анализировать влияние климатических факторов как на объекты генерации электроэнергии и их работу, так и на энергопотребление, устанавливать взаимосвязи между «возмущениями» окружающей среды и работой электрооборудования и учитывать влияние временных рядов генерации электроэнергии ДЭС и ВЭУ друг на друга.

5. Сравнение полученных графиков выработки электроэнергии ДЭС и ВЭУ позволило подтвердить правильность восстановленных временных рядов, так как при выработке электроэнергии от ВЭУ, достаточной для покрытия спроса, ДЭС находится в резерве, а при нехватке выработки от ВЭУ подключается ДЭС. Также полученные графики позволяют сделать поправки в системе управления на сезонность, а проанализировав шумовые компоненты, учесть влияние климатических условий на работу электрооборудования.

6. Были посчитаны средняя абсолютная ошибка, средняя квадратичная ошибка и коэффициент детерминации R^2 . Коэффициент детерминации определяет соответствие полученной модели реальным данным. Для ряда генерации электроэнергии ВЭУ коэффициент детерминации R^2 на 7% оказался больше по сравнению с рядом генерации электроэнергии ДЭС. Это свидетельствует о том, что для анализа генерации электрической энергии, используя временной ряд генерации электроэнергии ВЭУ, модель SSA является корректной и более предпочтительной.

7. Используемая техника анализа данных временных рядов является более предпочтительной для данной области по сравнению с другими классическими техниками. Это связано с возможностью выбора числа компонент разложения, их детального анализа в дальнейшем и получения скрытой информации об особенностях динамики наблюдаемого процесса во времени.

8. Была исследована возможность применения методики восстановления отсутствующих значений временного ряда на основе итеративной полиномиальной аппроксимации. В результате был сделан вывод о необходимости дополнения базы данных для корректного восстановления утерянных значений.

9. В итоге сформирована методика построения прогноза генерации и энергопотребления в виде алгоритма с использованием климатических характеристик и накопленных данных о генерации электрической энергии объектом за определенный период времени.

ГЛАВА 3 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИ ARMA

В третьей главе проведена проверка исследуемого временного ряда на стационарность по сводной статистике и по критерию Дики-Фуллера, в результате сделан вывод о нестационарности временного ряда. Также произведено степенное преобразование Бокса-Кокса, так как ряд характеризуется распределением, отличным от нормального, и является нестационарным. Были подобраны такие оптимальные коэффициенты λ для рядов выработки электроэнергии ДЭС и ВЭУ, чтобы закон распределения результирующей последовательности был максимально приближен к нормальному закону.

В рамках разработки модели для прогнозирования исследованы различные варианты, в том числе модель авторегрессии (AR (p)), модель скользящего среднего (MA (q)), модель авторегрессии – скользящего среднего (ARMA (p, q)) и интегрированная модель авторегрессии – скользящего среднего (ARIMA (p, d, q)). В результате в исследовании использовалась модель ARMA. Были получены графики спрогнозированного и исходного временных рядов, проведен анализ и оценка разработанной модели, рассчитаны ошибки прогнозирования.

3.1 Проверка временного ряда на стационарность и нормальность распределения

Временной ряд – это набор наблюдений, упорядоченный во времени и описывающий некий процесс, в данном случае генерацию электроэнергии в ветродизельном комплексе. Так как генерация определяет энергопотребления, данные ряды могут быть использованы и для прогноза энергопотребления и оценки разработанной модели. Ключевым показателем временного ряда является понятие стационарности:

1. Ряд не имеет тенденции или сезонной составляющей.
2. Все наблюдения не меняются с течением времени – математическое ожидание (среднее значение) $E(x)$ и дисперсия должны быть согласованы во времени (3.1):

$$E(x) = const = 0 \quad (3.1)$$

Для эффективного моделирования и создания прогнозов с высокой точностью необходимо, чтобы ряд был стационарным, соответственно, необходимо провести описание данных посредством основных статистических показателей и провести проверку.

Проведение локального теста было описано в разделе 2.3. Ряд разбивался на компоненты, которые сравнивались между собой. Был сделан предварительный вывод о наличии сезонной составляющей. Имеется тенденция к снижению объемов энергопотребления и генерации в летние месяцы, увеличению в исследуемых рядах влияния шумовых компонент в осенний и весенний периоды, что связано с резким изменением климатических условий. В зимние месяцы наблюдается энергопотребление, превышающее потребление в летние месяцы до 2,5 раз. В связи с этим можно сделать предварительный вывод о нестационарности исследуемого ряда. Однако, были применены еще несколько способов выявления нестационарности.

3.1.1 Описательная статистика

Во-первых, проведен анализ по статистическим данным, проверив соответствует ли исследуемый ряд гауссовскому (нормальному) распределению. На рисунке 3.1.1.1 показана гистограмма значений из временного ряда выработки электроэнергии ДЭС:

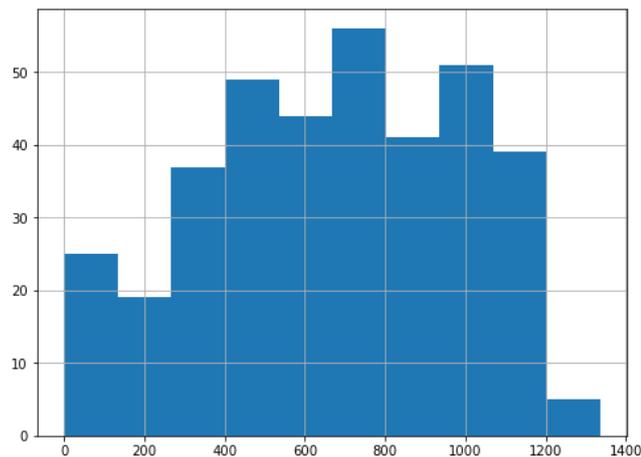


Рисунок 3.1.1.1 – Гауссовское распределение для ряда выработки электроэнергии ДЭС

На рисунке 3.1.1.2 показана гистограмма значений из временного ряда выработки электроэнергии ВЭУ:

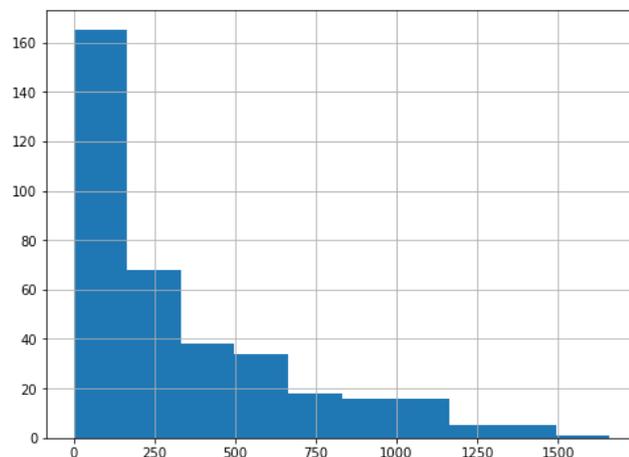


Рисунок 3.1.1.2 – Гауссовское распределение для ряда выработки электроэнергии ВЭУ

Такое сжатое распределение к одной из сторон служит индикатором нестационарного временного ряда.

Далее ряд разбивался на два последовательных набора данных (1 группа и 2 группа) и рассчитывалось среднее значение и дисперсия для каждой группы (на рисунке 3.1.1.3 показан алгоритм преобразований в виде кода программы) [102].

```
df=df.values
split=len(df) // 2
X1, X2 = df[0:split], df[split:]
mean1, mean2 = X1.mean(), X2.mean()
var1, var2 = X1.var(), X2.var()
print('mean1=%f, mean2=%f' % (mean1, mean2))
print('variance1=%f, variance2=%f' % (var1, var2))
```

Рисунок 3.1.1.3 – Определение статистических данных

В таблице 3.1.1.1 приведены результаты расчета для ряда выработки электроэнергии ДЭС:

Таблица 3.1.1.1 – Статистические данные для ряда выработки электроэнергии ДЭС

Среднее значение, кВт·ч	
Среднее значение 1 группы	Среднее значение 2 группы
544.589595	861.798851
Дисперсия	
Дисперсия 1 группы	Дисперсия 2 группы
41119.733302	75182.907815

В таблице 3.1.1.2 приведены результаты расчета для ряда выработки электроэнергии ВЭУ:

Таблица 3.1.1.2 – Статистические данные для ряда выработки электроэнергии ВЭУ

Среднее значение, кВт·ч	
Среднее значение 1 группы	Среднее значение 2 группы
393.601093	243.234973
Дисперсия	
Дисперсия 1 группы	Дисперсия 2 группы
99296.939234	150773.141509

Сравнивая полученные значения, стоит отметить, что средние значения и дисперсия сильно различаются между двумя наборами данных, однако, для ряда выработки электроэнергии ВЭУ они относительно близки, но не идентичны. Поэтому исследуемые ряды следует считать нестационарными. Чтобы перевести ряд из нестационарного в стационарный, применялось логарифмическое преобразование.

Затем были вновь рассчитаны среднее значение и стандартное отклонение значений для преобразованного набора данных (таблица 3.1.1.3 и таблица 3.1.1.4):

Таблица 3.1.1.3 – Статистические данные для ряда выработки электроэнергии ДЭС после логарифмирования

Среднее значение, кВт·ч	
Среднее значение 1 группы	Среднее значение 2 группы
6.202943	6.678718

Продолжение таблицы 3.1.1.3

Дисперсия	
Дисперсия 1 группы	Дисперсия 2 группы
0.243899	0.214052

Таблица 3.1.1.4 – Статистические данные для ряда выработки электроэнергии ВЭУ после логарифмирования

Среднее значение, кВт·ч	
Среднее значение 1 группы	Среднее значение 2 группы
5.223669	5.951736
Дисперсия	
Дисперсия 1 группы	Дисперсия 2 группы
1.797960	0.935855

Данные показатели оказались значительно близки по значениям для обеих групп – это означает, что ряд был переведен в стационарный.

3.1.2 Тест Дики-Фуллера

Затем был проведен еще один статистический тест с помощью критерия Дики-Фуллера. Тест Дики-Фуллера – это методика проверки ряда на стационарность или тест на единичные корни [67].

Временной ряд имеет единичный корень (порядок интеграции один) $y_t \sim I(1)$ (альтернативная гипотеза), если первые его разности $\Delta y_t = y_t - y_{t-1}$ образуют стационарный ряд $\Delta y_t \sim I(0)$ (нулевая гипотеза). Альтернативная гипотеза отвергает нулевую гипотезу и говорит о том, что ряд является стационарным.

Так, определяется значение коэффициента α в уравнении авторегрессии первого порядка AR(1) по формуле (3.2):

$$y_t = \alpha \cdot y_{t-1} + \varepsilon_t, \quad (3.2)$$

где ε_t – ошибка.

Если $|\alpha| < 1$, то ряд является стационарным – $I(0)$.

Если $|\alpha| = 1$, то ряд имеет единичный корень и является нестационарным и интегрированным временным рядом первого порядка – $I(1)$.

Результат интерпретировался на основе полученных значений ADF Statistics и p-значения из теста (при различных уровнях значимости – 1%, 5%, 10%). Если статистическое ADF значение меньше значения с уровнем значимости 5%, что удовлетворяет для решения подобных технических задач, то можно отклонить нулевую гипотезу (ряд является стационарным и не имеет единичного корня). Если статистическое ADF значение больше критических значений, то не стоит отвергать нулевую гипотезу (ряд скорее всего является нестационарным и зависит от времени). Показатель «p-value» является уровнем доверия для нулевой гипотезы. Обычно порог для этого значения составляет 0,05, что означает, что если p-value $\leq 0,05$, то можно отвергнуть нулевую

гипотезу и ряд является стационарным. Для проведения теста использовались исходные не восстановленные ряды выработки электроэнергии ДЭС и ВЭУ. Результаты проведенного теста Дики-Фуллера для ряда выработки электроэнергии ДЭС представлены на рисунке 3.1.2.1:

```
from statsmodels.tsa.stattools import adfuller
X=data['Выработка эл.энергии ДЭС, кВтч']
result=adfuller(X)
print('ADF Statistics: %f' % result[0])
print('p-value: %f' % result[1])
print('Critical Values:')
for key, value in result[4].items():
    print('\t%s: %.3f' % (key, value))
ADF Statistics: -2.475895
p-value: 0.121450
Critical Values:
    1%: -3.449
    5%: -2.870
    10%: -2.571
```

Рисунок 3.1.2.1 – Тест Дики-Фуллера для ряда выработки электроэнергии ДЭС

ADF значение составляет -2.475895, что является больше, чем критическое значение при уровне значимости 5%, и p-value больше, чем 0,05. Это позволяет предположить, что ряд является нестационарным. Необходимо преобразовать набор данных с помощью логарифмирования, чтобы сделать распределение значений более линейным (рисунок 3.1.2.2).

```
result=adfuller(X0)
print('ADF Statistics: %f' % result[0])
print('p-value: %f' % result[1])
print('Critical Values:')
for key, value in result[4].items():
    print('\t%s: %.3f' % (key, value))
ADF Statistics: -5.434317
p-value: 0.000003
Critical Values:
    1%: -3.450
    5%: -2.870
    10%: -2.571
```

Рисунок 3.1.2.2 – Тест Дики-Фуллера после логарифмирования ряда выработки электроэнергии ДЭС

В результате значение ADF стало равным -5.434317, что меньше, чем критические значения, p-value намного меньше, чем 0,05, что позволяет отклонить нулевую гипотезу о единичном корне, то есть временной ряд выработки электроэнергии ДЭС является стационарным.

Результаты проведенного теста Дики-Фуллера для исходного ряда выработки электроэнергии ВЭУ представлены на рисунке 3.1.2.3:

```

Y=data['Выработка эл.энергии ВЭУ, кВтч']
result=adfuller(Y)
print('ADF Statistics: %f' % result[0])
print('p-value: %f' % result[1])
print('Critical Values:')
for key, value in result[4].items():
    print('\t%s: %.3f' % (key, value))
ADF Statistics: -2.300838
p-value: 0.171698
Critical Values:
    1%: -3.449
    5%: -2.870
    10%: -2.571

```

Рисунок 3.1.2.3 – Тест Дики-Фуллера для ряда выработки электроэнергии ВЭУ

ADF значение составляет -2.300838, что также является больше, чем критическое значение при 5%, p-value, соответственно, также больше 0,05. Это позволяет вновь предположить, что ряд является нестационарным. Преобразовываем набор данных с помощью логарифмирования, чтобы сделать распределение значений более линейным (рисунок 3.1.2.4):

```

result=adfuller(Y0)
print('ADF Statistics: %f' % result[0])
print('p-value: %f' % result[1])
print('Critical Values:')
for key, value in result[4].items():
    print('\t%s: %.3f' % (key, value))
ADF Statistics: -5.636376
p-value: 0.000001
Critical Values:
    1%: -3.455
    5%: -2.873
    10%: -2.573

```

Рисунок 3.1.2.4 – Тест Дики-Фуллера после логарифмирования ряда выработки электроэнергии ВЭУ

Результаты указывают на значение ADF равное -5.636376, что также становится меньше, чем критические значения, и позволяет отклонить нулевую гипотезу о единичном корне, то есть временной ряд выработки электроэнергии ВЭУ является стационарным.

Таким образом, временные ряды выработки электроэнергии ДЭС и ВЭУ были проверены на стационарность с помощью двух методов – описательной статистики и теста Дики-Фуллера. Проанализировав данные, полученные после применения каждого метода, было определено, что ряды являются нестационарными, и, применив логарифмирование, были переведены в стационарные временные ряды, которые можно использовать для построения модели прогнозирования.

3.1.3 Преобразование Бокса-Кокса

Однако, прежде чем определить параметры p и q в модели ARMA путем изучения авторкорреляционной (Autocorrelcation Function, ACF) и частично авторкорреляционной (Partial Autocorrelcation Function, PACF) функций, необходимо применить преобразование Бокса-Кокса. Степенное преобразование Бокса-Кокса применяется, когда ряд характеризуется распределением, отличным от нормального, и является нестационарным. Преобразование характеризуется параметром λ . При значении λ равном нулю осуществляется логарифмическое преобразование исходного временного ряда (формула (3.3)), что было представлено в разделах 3.1.1 и 3.1.2, а при значении λ от нуля до единицы – степенное (формула (3.4)):

$$x^* = \log(x + a) \text{ при } \lambda = 0, \quad (3.3)$$

$$x^* = \frac{(x+a)^{\lambda-1}}{\lambda} \text{ при } 0 < \lambda \leq 1, \quad (3.4)$$

где x^* – ряд после преобразования; a – величина смещения для сдвига ряда в положительную область при наличии отрицательных значений.

При оптимально подобранном значении параметра λ в результате преобразования Бокса-Кокса закон распределения результирующей последовательности может быть максимально приближен к нормальному закону распределения. Код для преобразования Бокса-Кокса представлена на рисунке 3.1.3.1:

```
from math import log
from math import exp
from scipy.stats import boxcox

def invert_boxcox(value, lam):
    #случай логарифмирования
    if lam == 0:
        return exp(value)
    #все остальные случаи
    return exp(log(lam * value + 1) / lam)

#преобразование
transformed_des, lmbda = boxcox(df)
print(transformed_des, lmbda)
#обратное преобразование
inverted = [invert_boxcox(x, lmbda) for x in transformed_des]
print(inverted)
```

Рисунок 3.1.3.1 – Код программы для преобразования Бокса-Кокса

Параметры λ были определены и подобраны автоматически:

- для ряда выработки электроэнергии ДЭС $\lambda = 0.511$;
- для ряда выработки электроэнергии ВЭУ $\lambda = 0.369$.

Таким образом, проверка временного ряда на стационарность и нормальность распределения путем проведения описательной статистики и теста Дики-Фулера показали нестационарность временного ряда. Логарифмирование не в достаточной степени приводит ряд в стационарный, что позволит использовать его в дальнейшем для построения ARMA модели для прогнозирования энергопотребления. Поэтому далее в разделе 3.2.2 были получены авторкорреляционная (Autocorrelation Function, ACF) и частично автокорреляционная (Partial Autocorrelation Function, PACF) функции с учетом преобразования Бокса-Кокса.

3.2 Разработка модели прогнозирования энергопотребления

3.2.1 Анализ моделей для построения прогноза

Для построения прогноза энергопотребления можно использовать различные модели. Для начала стоит кратко рассмотреть каждую из них. Первые три модели работают только со стационарными временными рядами.

Модель авторегрессии (AR (p)) – модель исследования временного ряда, где значения зависят от предыдущих значений линейно (3.5):

$$y_t = c + \sum_{i=1}^p a_i y_{t-i} + \varepsilon_t, \quad (3.5)$$

где ε_t – белый шум; a – параметры модели; c – постоянная.

Модель авторегрессии первого порядка, используемая чаще всего (AR (1)), определяется по формуле (3.6):

$$y_t = a y_{t-1} + \varepsilon_t, \quad (3.6)$$

Модель скользящего среднего (MA (q)) – такая модель используется для моделирования случайных ошибок временных рядов (3.7):

$$y_t = \sum_{j=1}^q b_j \varepsilon_{t-j}, \quad (3.7)$$

Модель скользящего среднего первого порядка, используемая чаще всего (MA (1)), находится по формуле (3.8):

$$y_t = \varepsilon_t + b \varepsilon_{t-1}, \quad (3.8)$$

где ε_t – белый шум, b – параметры модели.

Прежде чем предсказать следующий шаг, учитывается предыдущая ошибка и закладывается в следующий шаг.

Модель авторегрессии – скользящего среднего (ARMA (p, q)) определяется параметрами p (авторегрессионные составляющие) и q (скользящие средние, то есть регрессионный остаток), таким образом модель позволяет объяснить и предсказать будущие значения временного ряда. Процесс сводится к нахождению наименьших p и q , при которых модель описывает данные с необходимой точностью в заданном

доверительном интервале. Точность в свою очередь зависит от количества компонент, которые учитываются в прогнозе (3.9):

$$y_t = c + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^p a_i y_{t-i} + \sum_{j=1}^q b_j \varepsilon_{t-j}, \quad (3.9)$$

Данная модель используется, если ряд является стационарным. К исследуемым временным рядам было применено преобразование Бокса-Кокса, поэтому ряды являются стационарным, что позволяет применить ARMA модель.

Существует также интегрированная модель авторегрессии – скользящего среднего (ARIMA (p, d, q)), которая используется при наличии единичных корней, когда ряд является нестационарным, где d – это порядок интегрирования (3.10).

$$\Delta^d y_t = c + \sum_{i=1}^p a_i \Delta^d y_{t-i} + \sum_{j=1}^q b_j \varepsilon_{t-j} + \varepsilon_t, \quad (3.10)$$

где Δ^d – разность временного ряда порядка d ; ε_t – стационарный временной ряд.

Если не преобразовывать исходный нестационарный временной ряд, то для построения прогноза энергопотребления необходимо использовать ARIMA модель. В статьях [60; 84] рассмотрено подобное использование моделей ARIMA. Так как были рассмотрены различные варианты преобразования ряда в стационарный, то принято решение воспользоваться преобразованием Бокса-Кокса и затем построить ARMA модель.

3.2.2 Модель ARMA

Для построения модели ARMA необходимо знать ее порядок, состоящий из двух параметров: p – порядок компоненты AR, q – порядок компоненты MA.

Для определения параметров p и q необходимо определить и изучить автокорреляционную (ACF) и частично автокорреляционную (PACF) функции. ACF позволяет определить q , так как по ее коррелограмме (графику автокорреляции) можно определить количество автокорреляционных коэффициентов, отличных от нуля в модели MA. PACF позволяет определить p , так как по ее коррелограмме можно определить коэффициенты, сильно отличные от нуля в модели AR и не входящие в доверительный интервал.

В пакете `statsmodels` содержатся функции `sm.graphics.tsa.plot_acf()` и `sm.graphics.tsa.plot_pacf()`, они позволяют вывести графики ACF и PACF, у которых по оси абсцисс откладываются номера лагов (то есть временной задержки), а по оси ординат значения соответствующих функций. Соответственно, количество лагов в функциях и определяет значения коэффициентов p и q .

Функции, выведенные для ряда выработки электроэнергии ДЭС, выглядят следующим образом (рисунок 3.2.2.1):

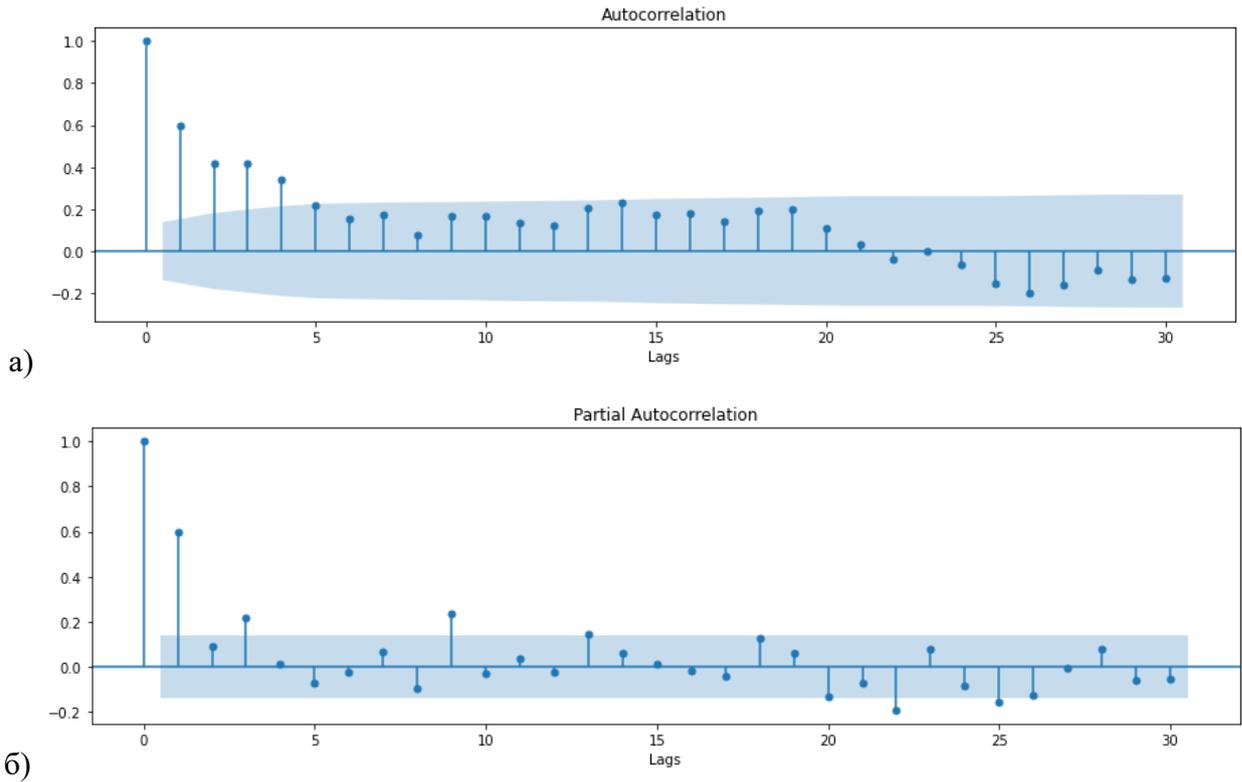


Рисунок 3.2.2.1 – а) Автокорреляционная и б) частично автокорреляционная функции для ряда выработки электроэнергии ДЭС

Проанализировав полученную коррелограмму PACF, можно сделать вывод, что $p=1$, т.к. на ней только первый лаг сильно отличен от нуля. Проанализировав коррелограмму ACF, можно отметить, что $q=4$, так как после 4 лага значения функций снижаются и попадают в границы доверительного интервала.

Однако коррелограммы не обязуют использовать именно эти значения в модели, так как необходимо учесть еще несколько факторов, такие как качество и интерпретируемость модели. При настройке модели были использованы коэффициенты $p=4$ и $q=4$ для минимизации ошибок в модели ARMA, при этом качество и интерпретируемость модели не снижаются.

Функции, выведенные для ряда выработки электроэнергии ВЭУ, показаны на рисунке 3.2.2.2:

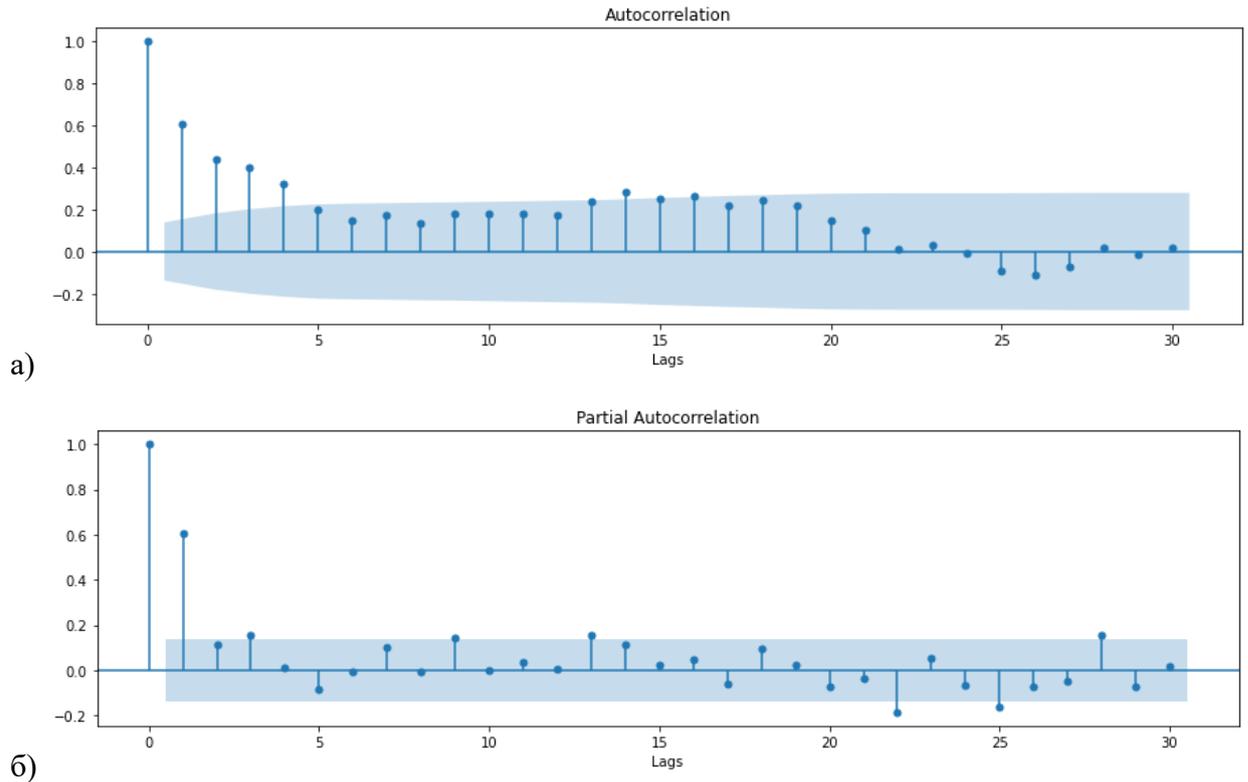


Рисунок 3.2.2.2 – а) Автокорреляционная и б) частично автокорреляционная функции для ряда выработки электроэнергии ВЭУ

Проанализировав полученную коррелограмму PACF, можно сделать вывод, что $p=1$, так как на ней только первый лаг сильно отличен от нуля. Проанализировав коррелограмму ACF, можно сделать вывод, что $q=3$, т.к. после 3 лага значения функций снижаются.

Также как и для ряда генерации электроэнергии ДЭС, при настройке модели были использованы новые коэффициенты $p=3$ и $q=4$ для минимизации ошибки в модели ARMA, при этом качество и интерпретируемость модели не снижаются.

Определив необходимые параметры, далее была построена модель, но для ее построения был взят не весь ряд исходных данных, а только та часть, которая также была исследована в главе 2, то есть период до выхода из строя ВЭУ – с 01.05.2019 г. по 11.12.2019 г. Код модели представлен на рисунке 3.2.2.3:

```

#ARIMA MODEL
from statsmodels.tsa.arima_model import ARIMA
from matplotlib import pyplot

model = ARIMA(inverted, order=(1,0,4))
results_ARIMA = model.fit()
plt.plot(df)
plt.plot(results_ARIMA.fittedvalues, color="red")
predictions_ARIMA_diff = pd.Series(results_ARIMA.fittedvalues,
copy=True)
print(predictions_ARIMA_diff.head())

```

Рисунок 3.2.2.3 – Код модели ARMA на примере данных генерации электроэнергии ДЭС

Графики полученных моделей в сравнении с исходными временными рядами представлены на рисунках 3.2.2.4 для ряда выработки электроэнергии ДЭС и на рисунке 3.2.2.5 для ряда выработки электроэнергии ВЭУ (синим цветом обозначен исходный временной ряд, красным цветом – спрогнозированный ряд на основе модели ARMA):

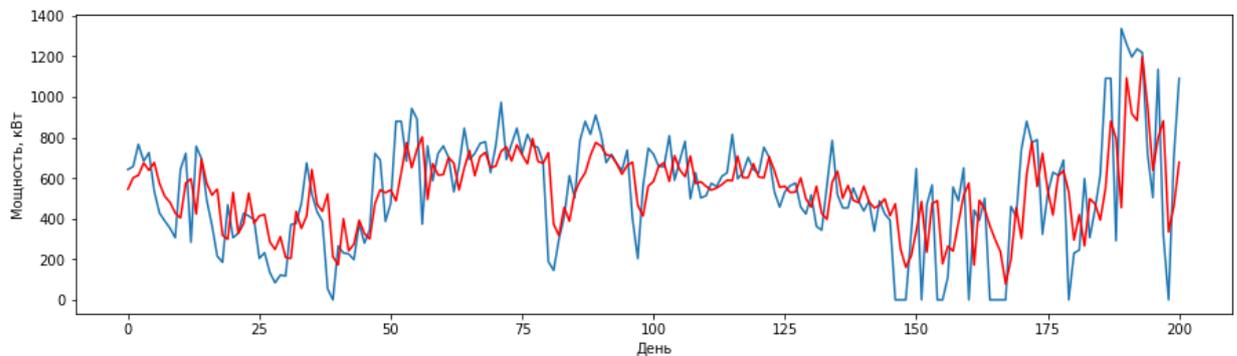


Рисунок 3.2.2.4 – Модель временного ряда ДЭС

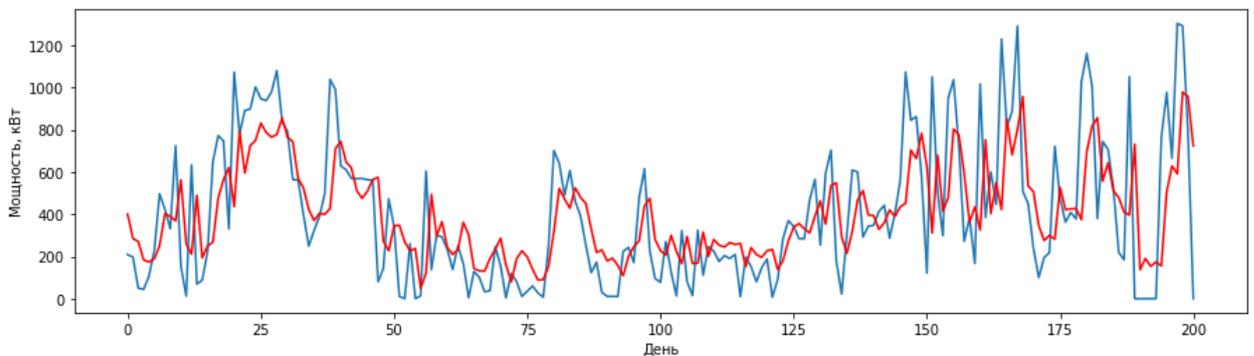


Рисунок 3.2.2.5 – Модель временного ряда ВЭУ

На основе полученных результатов моделирования можно установить влияние климатических факторов на генерацию электроэнергии и энергопотребление. Как можно видеть на рисунках 3.2.2.4 и 3.2.2.5, существует разница между спрогнозированными и ожидаемыми значениями, наблюдаемая именно в весенне-осенний период, когда влияние на энергопотребление и выработку электроэнергии оказывают внешние климатические факторы. Отсутствие подобных пиковых значений, как в исходном временном ряду, объясняется наличием шумовых компонент, как было исследовано в главе 2. Поэтому, с одной стороны, подобное отличие спрогнозированного временного ряда и исходного

связано с недостатком параметров, однако, с другой стороны, встает вопрос интерпретируемости и качества прогноза. Интерпретируемость и качество прогноза могут ухудшиться, если данных будет слишком много, в том числе шума. В данном случае модель соответствует исходному тренду и улавливает колебания энергопотребления.

Таким образом, в данном разделе проведена разработка модели ARMA для прогнозирования энергопотребления, определены параметры модели p и q через автокорреляционную (ACF) и частично автокорреляционную (PACF) функции, показаны графики полученных моделей в сравнении с исходными временными рядами.

3.3 Анализ и оценка модели

Для оценки полученной модели были рассчитаны ошибки прогнозирования: средняя квадратичная ошибка RMSE, средняя абсолютная ошибка MAE и коэффициент детерминации R^2 [24].

Стоит отметить, что высокие значения коэффициента детерминации не всегда связаны с наличием причинно-следственной зависимости между исходным рядом и спрогнозированным [6]. Поэтому при анализе полученного ряда стоит в первую очередь применять логические и смысловые доказательства, то есть исследователь должен интерпретировать полученные результаты, исходя из собственного опыта и знаний. Кроме того, необходимо использовать совокупность критериев для всестороннего анализа качества модели. При этом коэффициент детерминации R^2 также был выведен для оценки полученной модели.

Код для вычисления ошибок представлен на рисунке 3.3.1:

```
from sklearn.metrics import r2_score, mean_squared_error,
mean_absolute_error

print("MSE = ",
mean_squared_error(df, predictions_ARIMA_diff, squared=False))
print("MAE = ", mean_absolute_error(df, predictions_ARIMA_diff))
print("R^2 = ", r2_score(df, predictions_ARIMA_diff))
```

Рисунок 3.3.1 – Код для выведения ошибок прогнозирования

Ошибки прогнозирования при настройке модели по кореллограммам автокорреляционной и частично автокорреляционной зависимостей для ряда выработки электроэнергии ДЭС (при $p=1$ и $q=4$) и ВЭУ (при $p=1$ и $q=3$) представлены в таблице 3.3.1:

Таблица 3.3.1 – Ошибки и коэффициент детерминации

Метрика качества модели	Спрогнозированный ряд ВЭУ	Спрогнозированный ряд ДЭС
Средняя абсолютная ошибка MAE	195,017	160,861
Средняя квадратичная ошибка RMSE	259,180	213,439
Коэффициент детерминации R^2	0,467	0,482

Ошибки прогнозирования для ряда выработки электроэнергии ДЭС (при $p=4$ и $q=4$) и ВЭУ (при $p=3$ и $q=4$) представлены в таблице 3.3.2:

Таблица 3.3.2 – Ошибки и коэффициент детерминации

Метрика качества модели	Спрогнозированный ряд ВЭУ	Спрогнозированный ряд ДЭС
Средняя абсолютная ошибка MAE	191,041	156,706
Средняя квадратичная ошибка RMSE	257,493	209,907
Коэффициент детерминации R^2	0,533	0,591

Основываясь на полученных значениях, можно сделать вывод о том, что значения ошибок снизились, когда были подобраны коэффициенты для модели во втором случае, поэтому дополнительная настройка модели с учетом экспертной оценки необходима [40]. Коэффициент детерминации не является достаточно высоким, как было при анализе данных методом SSA. Однако коэффициент детерминации в данном случае не является определяющим критерием, он лишь значит, что модель соответствует исходным данным примерно на 60%. Так, для приемлемых прогнозных моделей достаточно, чтобы коэффициент детерминации был не менее 0,5.

Таким образом, в третьей главе проведена проверка исследуемого временного ряда на стационарность по описательной статистике и по критерию Дики-Фуллера, в результате сделан вывод о нестационарности временного ряда и необходимости его логарифмирования. Также произведено степенное преобразование Бокса-Кокса, так как ряд характеризуется распределением, отличным от нормального, и является нестационарным. Были подобраны такие оптимальные коэффициенты λ для рядов выработки электроэнергии ДЭС и ВЭУ, чтобы закон распределения преобразованной последовательности был приближен к нормальному закону.

Для прогноза использовалась модель авторегрессии – скользящего среднего. Получены сравнительные графики спрогнозированного и исходного временных рядов, проведен анализ и оценка разработанной модели, рассчитаны ошибки прогнозирования.

3.4 Выводы по Главе 3

1. Была проведена проверка временного ряда на стационарность и нормальность распределения с помощью описательной статистики и теста на основе критерия Дики-Фуллера. Применяв данные преобразования и сравнив полученные значения, было выявлено, что средние значения и дисперсия сильно различаются между двумя наборами данных. Поэтому исследуемые ряды следует считать нестационарными. Чтобы перевести ряд из нестационарного в стационарный, применялось логарифмическое преобразование.

2. Тест Дики-Фуллера показал значения ADF Statistics больше, чем

критическое значение при уровне значимости 5%, и p -value больше, чем 0,05. Это позволило также предположить, что ряд является нестационарным. Наборы данных были преобразованы с помощью логарифмирования и показали удовлетворяющие значения ADF Statistics, что позволило использовать их для построения модели прогнозирования.

3. Для построения модели необходимо было определить параметры p и q путем изучения автокорреляционной и частично автокорреляционной функций, поэтому было применено преобразование Бокса-Кокса. Степенное преобразование Бокса-Кокса применяется, когда ряд характеризуется распределением, отличным от нормального, и является нестационарным. Автоматически были подобраны такие параметры λ , чтобы результирующие последовательности были максимально приближены к нормальному закону: для ряда выработки электроэнергии ДЭС $\lambda=0.511$, для ряда выработки электроэнергии ВЭУ $\lambda=0.369$.

4. Для определения коэффициентов модели ARMA были изучены коррелограммы PACF и ACF. Было выявлено, что для ряда выработки электроэнергии ДЭС $p=1$ и $q=4$, а для ряда выработки электроэнергии ВЭУ $p=1$ и $q=3$. Однако для минимизации ошибок в модели параметры были скорректированы, таким образом окончательно модель имеет параметры $p=4$ и $q=4$ для ряда выработки электроэнергии ДЭС и $p=3$ и $q=4$ для ряда выработки электроэнергии ВЭУ. При этом качество и интерпретируемость модели не снижаются.

5. Рассчитав ошибки до и после настройки модели, отмечено, что MAE для спрогнозированного ряда выработки электроэнергии ВЭУ составляет 191,041 кВт·ч, а для спрогнозированного ряда выработки электроэнергии ДЭС – 156,706 кВт·ч; RMSE для спрогнозированного ряда выработки электроэнергии ВЭУ составляет 257,493 кВт·ч, а для спрогнозированного ряда выработки электроэнергии ДЭС – 209,907 кВт·ч. Коэффициент детерминации не является достаточно высоким. Однако в данном случае он не является определяющим критерием, а значит, что модель соответствует исходным данным примерно на 60%.

ГЛАВА 4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В четвертой главе рассмотрены и описаны варианты внедрения прогноза энергопотребления в систему автоматического управления, приведен алгоритм выбора и оценки режима работы ветродизельной электростанции, где рассмотрены нормальные режимы работы энергосистемы, которые определяются соблюдением условия баланса мощностей и критериями устойчивости энергосистемы. Предложена замена двух ранее установленных ДГУ мощностью 58 кВт и 110 кВт на одну установку мощностью 80 кВт. Рассмотрены критерии эффективности, такие как снижение расхода топлива ДГУ, снижение количества вредных выбросов при сжигании топлива двигателем ДГУ. Оценены эксплуатационные затраты. Рассчитано возможное повышение коэффициента использования энергоустановок.

Предложено внедрение контроллера отключения неприоритетной нагрузки, принцип действия которого состоит в перераспределении электроэнергии между наиболее важными потребителями, временно отключая второстепенных, при превышении потребляемой мощности.

Оценена общая экономическая эффективность и сделаны выводы о полученных результатах и проведенном исследовании, а также определены направления дальнейших исследований в области прогнозирования энергопотребления за счет повышения точности прогнозирования и учета дополнительных внешних и климатических факторов.

4.1 Внедрение прогноза энергопотребления в электротехнический комплекс

Принципиальная схема электротехнического комплекса была представлена на рисунке 1.7.2.1. В разделе 1.7 были описаны особенности работы электротехнического комплекса, а в разделе 1.9 – принципы работы. Указано, что для повышения эффективности использования электротехнического комплекса за счет планирования режимов работы, а также для снижения установленной мощности ДГУ, расхода топлива при постоянно повышающихся ценах и для сохранения ресурса работы ДГУ на более длительный период, необходимо учитывать данные прогноза энергопотребления объектом.

Соответственно, в рамках исследования был разработан алгоритм работы, который реализует САУ, для выбора режима работы в зависимости от прогноза выработки электроэнергии ветроэнергетической установкой за счет учета климатических факторов (ветра) и прогноза энергопотребления на сутки вперед. Алгоритм построен с учетом режимов работы исследуемого объекта, критериев устойчивости, описанных в [31],

планируемого прогноза энергопотребления объектом, графиков нагрузки [57] и с учетом расчета балансов мощностей в данной автономной энергосистеме (рисунок 4.1.1).

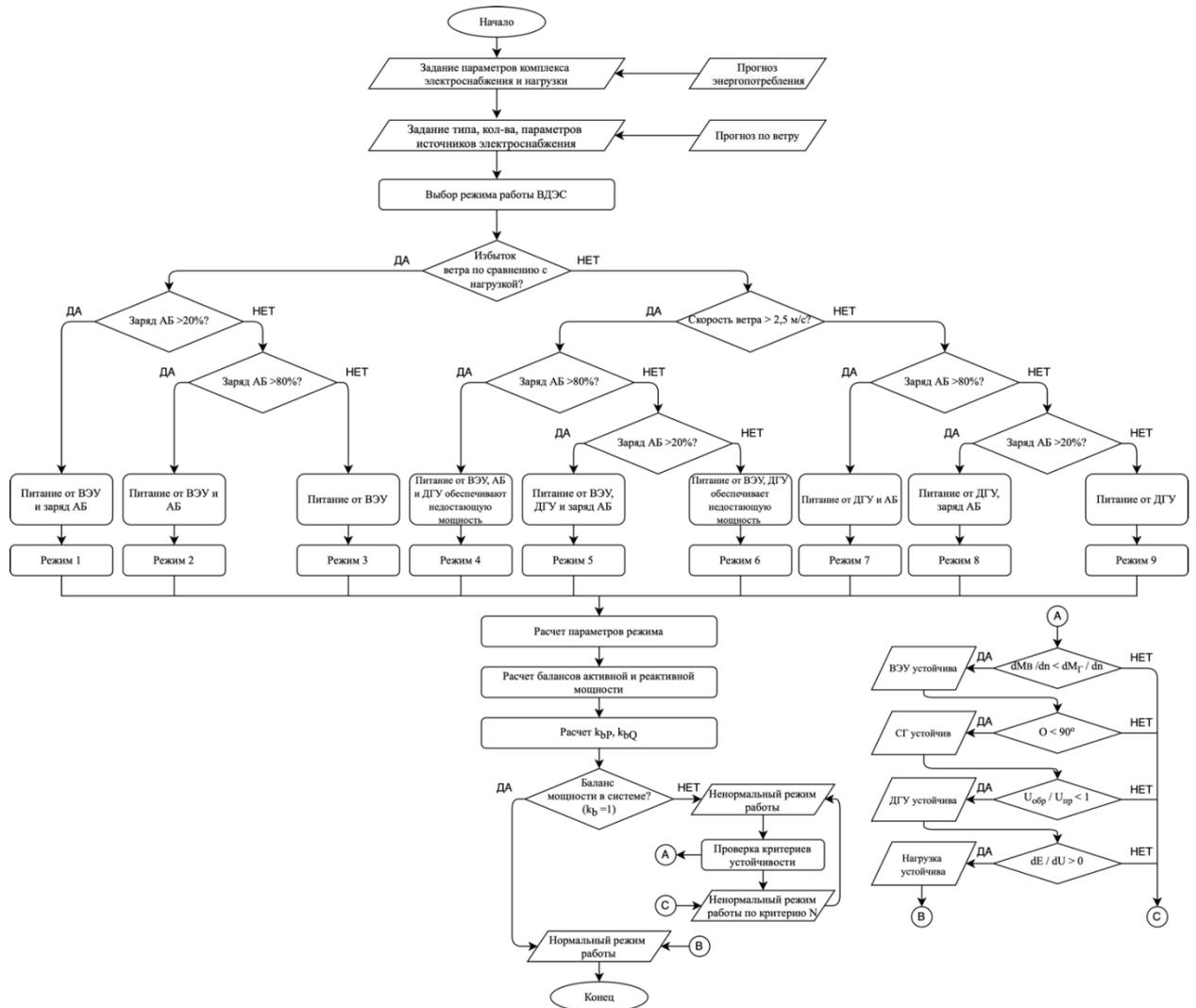


Рисунок 4.1.1 – Алгоритм выбора и оценки режима работы ветродизельной электростанции

Предварительно задаются параметры потребителей – длина линий между источниками электроснабжения и потребителями l , мощность установок потребителей P_H , график нагрузки. Так как в данном исследовании рассматривается возможность повышения эффективности работы электротехнического комплекса путем учета прогноза энергопотребления, то данные планируемой нагрузки должны подгружаться также в блок задания параметров.

Затем определяются данные источников – тип источника, количество, мощность энергоустановок, задаются параметры ветра и уровень заряда аккумуляторной батареи.

Далее, исходя из заданных параметров, определяется режим работы электротехнического комплекса, определяющий к каким установкам подключена нагрузка, производится расчет тока, напряжения в узлах, частоты, значений активной и

реактивной мощности. В том числе фиксируются параметры синхронных генераторов в системе: моменты на валу генераторов, угловые скорости, величина тока возбуждения, углы нагрузки и т.д.

Для эффективной работы аккумуляторной батареи принято, что батарея не может быть разряжена больше, чем на 80% (то есть батарея заряжена не менее, чем на 20% от общей ёмкости), так как в ветродизельных системах срок эксплуатации аккумуляторной батареи в большей степени ограничен количеством выдерживаемых циклов глубокого разряда. На данном объекте предусмотрено не менее 1000 циклов. А выдавать энергию в сеть аккумуляторная батарея может при заряде не ниже 80%.

Для проверки устойчивости системы и нормального режима работы вычисляется баланс мощности в энергосистеме, делается вывод об устойчивости или неустойчивости режима работы [52–54]. Нормальным режимом работы считается такой режим, когда энергосистема при возникновении внешних возмущений не переходит в ненормальный режим работы, сохраняется устойчивость и не нарушаются критерии по качеству электроснабжения потребителей. Если определяется ненормальный режим работы, проводится проверка системы по критериям устойчивости, таким образом, определяется причина и узел нарушения устойчивости.

Нормальные режимы работы в первую очередь определяются соблюдением условия баланса мощностей. Для обеспечения баланса мощностей необходимо управлять и контролировать величину токов объектов генерации электроэнергии, заряд и разряд аккумуляторных батарей и ток балластной нагрузки.

Однако помимо этого был выделен еще ряд критериев, которые позволяют оценить режимы работы системы электроснабжения:

- устойчивая работа ВЭУ;
- недопущение выпадения синхронного генератора из синхронизма;
- недопущение перехода ДГУ в двигательный режим;
- статическая устойчивость узла нагрузки и показатели качества электроэнергии.

Далее представлено описание режимов работы электротехнического комплекса:

Режим 1 – Питание нагрузки от ветроэнергетической установки и заряд аккумуляторной батареи.

Режим 2 – Питание нагрузки от ветроэнергетической установки и аккумуляторной батареи.

Режим 3 – Питание нагрузки от ветроэнергетической установки.

Режим 4 – Параллельная работа ветроэнергетической установки, дизель-генераторной установки (в исходной схеме отдельно ДГУ 58 кВт и 100 кВт – лето и зима соответственно) и аккумуляторной батареи.

Режим 5 – Параллельная работа ветроэнергетической установки, дизель-генераторной установки (в исходной схеме отдельно ДГУ 58 кВт и 100 кВт – лето и зима соответственно) и заряд аккумуляторной батареи.

Режим 6 – Параллельная работа ветроэнергетической установки и дизель-генераторной установки (в исходной схеме отдельно ДГУ 58 кВт и 100 кВт – лето и зима соответственно).

Режим 7 – Питание нагрузки от дизель-генераторной установки (в исходной схеме отдельно ДГУ 58 кВт и 100 кВт – лето и зима соответственно) и аккумуляторной батареи.

Режим 8 – Питание нагрузки от дизель-генераторной установки (в исходной схеме отдельно ДГУ 58 кВт и 100 кВт – лето и зима соответственно) и заряд аккумуляторной батареи.

Режим 9 – Питание нагрузки от дизель-генераторной установки (в исходной схеме отдельно ДГУ 58 кВт и 100 кВт – лето и зима соответственно).

Расчет балансов мощностей, указанный в алгоритме, проводился после выбора режима и расчета его параметров.

Коэффициент баланса активной мощности (4.1):

$$k_{bP} = \frac{P_{ВЭУi}}{P_{Hi}} + \frac{P_{ДГУi}}{P_{Hi}} \pm \frac{P_{АБi}}{P_{Hi}} - \frac{P_{БНi}}{P_{Hi}} - \frac{\Delta P}{P_{Hi}}, \quad (4.1)$$

Коэффициент баланса реактивной мощности (4.2):

$$k_{bQ} = \frac{Q_{ВЭУi}}{Q_{Hi}} + \frac{Q_{ДГУi}}{Q_{Hi}} - \frac{\Delta Q}{Q_{Hi}}, \quad (4.2)$$

где P – активная мощность, Вт, Q – реактивная мощность в i -ом режиме соответственно, вар, БН – балластная нагрузка; H – мощность нагрузки; Δ – потери мощности в энергосистеме.

Энергосистема работает в нормальном режиме, когда коэффициенты k_{bP} и k_{bQ} равны 1. Если балансы мощностей не сходятся, то необходимо выявить причины нарушения режима работы. Если хотя бы один критерий не соблюдается, то режим считается ненормальным, производится перенастройка параметров, и расчет режима выполняется заново.

Исходя из вышесказанного, стоит сделать вывод, что если знать мощность нагрузки, исходя из прогноза энергопотребления, то можно определить необходимую мощность на сутки вперед, которая должна быть обеспечена. Если знать выработку

электроэнергии ВЭУ, можно определить, какого объема мощности не хватает для покрытия спроса, то есть сколько мощности необходимо выдавать ДГУ.

Соответственно, можно подобрать такой состав генерирующего оборудования, чтобы удовлетворять как работе в экстремальных климатических условиях, так и отличаться повышенной эффективностью и коэффициентом использования ДГУ.

4.2 Замена ДГУ

Для повышения эффективности использования ДГУ предлагается рассмотреть возможность изменения состава генерации, то есть замену двух ДГУ 58 кВт и 110 кВт на одну установку мощностью 80 кВт, что позволит работать ДГУ при допустимом уровне нагрузки ~75%. И если возникнет ситуация, когда установленной мощности будет недостаточно, возможно применение отключения нагрузки по приоритету.

Зная общее энергопотребление и долю выработки электроэнергии ВЭУ, выделена мощность в периоды максимального энергопотребления (зимние месяцы), которую необходимо покрыть ДГУ. Проанализировав данные с объекта исследования, было выявлено, что максимальная мощность, которую необходимо обеспечить ДЭС в период, когда ВЭУ не работает, составляет 55,67 кВт. Принимая данную мощность как 75% нагрузки для ДГУ, была выбрана установка для замены двух существующих ДГУ.

Предлагается установить дизельную электростанцию К-80S (АД-80) номинальной мощностью 80 кВт/100 кВА (категория: КАМА-КАМАЗ), модель двигателя КАМАЗ 742.10, модель генератора STAMFORD UCI274C (рисунок 4.2.1). Ресурс до капитального ремонта 32 000 моточасов. Расход топлива при 75% нагрузке – 17,8 л/ч, при 100% нагрузке – 23,7 л/ч. Дизель-генератор может работать с перегрузкой в 10% в течение одного часа. Стоимость такой установки составляет примерно 650 000 руб.



Рисунок 4.2.1 – Дизель-генераторная установка КАМА К-80S

Необходимо провести демонтаж кабельных линий и прокладку кабеля ВВГнг(А)-LS 4x70 длиной 30 м по кабельным конструкциям. Стоимость кабеля составляет в среднем 3 000 руб./м.

Учитывая изыскательские, проектные и подготовительные работы по замене ДГУ, стоимость оборудования и прокладки кабеля в кабельной траншее, стоимость монтажных работ и прочие расходы (5%), общие капитальные вложения составят (4.3):

$$K = K_{\text{дгу}} + K_{\text{кл}} + K_{\text{проч}} = 2\,845\,000 + 520\,000 + 168\,200 = 3\,533\,250 \text{ руб.} \quad (4.3)$$

Таким образом, стоимость модернизации ДЭС с заменой ДГУ составит 3 533 250 руб.

4.3 Критерии эффективности

Эффективность предложенной методики выбора режима работы электротехнического комплекса на основе прогноза энергопотребления будет определяться в первую очередь снижением эксплуатационных затрат \mathcal{E} (экономией дизельного топлива, снижением выбросов загрязняющих веществ и другое).

Эффект от снижения эксплуатационных затрат был рассчитан в данном разделе. Но также в данном разделе рассматриваются другие варианты повышения эффективности работы ДГУ. Так, в разделе 4.3.2 предложено внедрение механизма отключения и включения нагрузки по приоритету.

4.3.1 Эффективность использования ДЭС

Можно выделить следующие факторы, влияющие на работу ДГУ: климатические условия региона (температура окружающей среды), число запусков/остановов ДГУ, диапазоны рабочих режимов ДГУ, тип нагрузки. Так или иначе все эти факторы влияют на эффективность работы установок. Эффективность использования ДЭС связана в первую очередь с эксплуатационными затратами в процессе работы дизель-генераторов. Но стоит выделить и рассчитать несколько показателей.

1. Снижение расхода топлива ДГУ.

Затраты на топливо $C_{\text{топ}}$, руб. в год (4.4) [31]:

$$C_{\text{топ}} = Q \cdot p, \quad (4.4)$$

где $Q = W \cdot M$ – количество потребляемого топлива в течение года, л; p – стоимость дизельного топлива, руб./л.

Расход топлива для выработки 1 кВт·ч электроэнергии M , л/кВт·ч (4.5):

$$M = \frac{q}{P}, \quad (4.5)$$

где q – расход топлива в час, л/ч.; P – вырабатываемая ДЭС мощность, кВт.

Стоимость дизельного топлива в Хабаровском крае составляет 50,25 руб./л на конец 2020 года. При работе только ДГУ на нагрузку (как было до установки ВЭУ) затраты объекта на топливо в среднем составляли около 6 062 900 руб./год (генерация ДГУ составляла 377 046 кВт·ч в год, расход топлива 123 800 л/год). При работе

ветродизельной электростанции затраты на топливо составили 4 027 740 руб./год (генерация ДГУ составляла 244 167 кВт·ч в год, расход топлива – 80 170 л/год).

Для экономии дизельного топлива доля выработки электроэнергии от ВЭУ в периоды её работы должна составлять от 50% и выше. Однако в первый год работы ВЭУ (то есть рассматриваемый период времени с мая 2019 года по май 2020 года) доля выработки электроэнергии ВЭУ составила 32,3% от общего энергопотребления. Также стоит отметить, что ВЭУ работает в среднем 9,5 часов в день за период исследования, тогда как ДЭС – 17,5 часов в день. На рисунке 4.3.1.1 показано общее энергопотребление объектом и доля выработки электроэнергии ВЭУ.

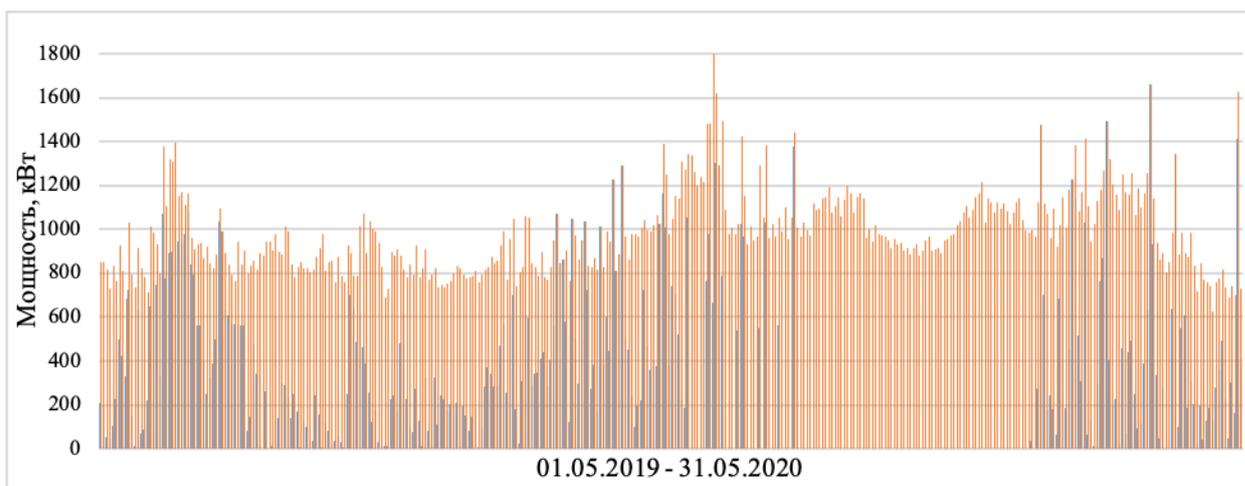


Рисунок 4.3.1.1 – Общее энергопотребление объектом (оранжевый цвет) и доля выработки электроэнергии ВЭУ (фиолетовый цвет)

Если учесть, что доля ВЭУ в выработке электроэнергии должна составлять не менее 50% и ВЭУ будет работать в течение всего следующего года, а также будет произведена замена двух ДГУ 58 кВт и 110 кВт на одну установку мощностью 80 кВт, то можно посчитать возможную выработанную электроэнергию ВЭУ, что составило бы 180 404 кВт·ч. Соответственно, выработка электроэнергии ДГУ составила бы 63 763 кВт·ч при том же суммарном объеме выработки электроэнергии. Таким образом, расход топлива снизился бы до 20 936 л/год, а затраты на топливо составили 1 051 825 руб./год.

2. Снижение вредных выбросов при сжигании топлива двигателем ДГУ.

Ветродизельная электростанция располагается вблизи потребителей, поэтому концентрация вредных выбросов может нанести вред здоровью населения. Учитывая энергопотребление объектом в среднем 377 046 кВт·ч в год и расход топлива 0,32 л/кВт·ч, можно рассчитать значение выбросов загрязняющих веществ (4.6):

$$W_{эi} = \frac{q_{эi} \cdot G_T}{1000}, \quad (4.6)$$

где $q_{эi}$ – выброс i -го вещества, приходящегося на 1 кг дизельного топлива, определяемый по таблице 4.3.1.1; G_T – расход топлива стационарной дизельной установкой за год.

Таблица 4.3.1.1 – Значения выбросов $q_{эi}$ (г/кг топлива) для различных групп дизельных установок

Установленная мощность ДЭС	Выброс, г/кг топлива					
	CO	NO _x	CH	C	SO ₂	CH ₂ O
$P_{уст} < 73,6$ кВт	36	41	18,8	3,75	4,6	0,7
$73,6$ кВт $< P_{уст} < 736$ кВт	31	38	15,0	2,5	5,1	0,6

Таким образом, сравнение значений выбросов загрязняющих веществ в течение года представлено в таблице 4.3.1.2:

Таблица 4.3.1.2 – Валовые выбросы веществ ДЭС за год

Объекты генерации	Выбросы, т/год					
	CO	NO _x	CH	C	SO ₂	CH ₂ O
Только ДГУ (58 и 120 кВт)	3743,7	4263,7	1955,0	390,0	478,4	72,8
ДГУ 58 и 110 кВт в составе ВДЭС	2087,6	2559,0	1010,1	168,4	343,4	40,4
ДГУ 80 кВт	545,2	668,3	263,8	44,0	89,7	10,6

Как видно по данным таблицы, выбросы загрязняющих веществ сократят приблизительно в 3,8 раз.

3. Эксплуатационные затраты на ДГУ.

Годовые эксплуатационные расходы определяются следующими видами затрат:

- топливо;
- амортизация;
- ремонтные работы;
- заработная плата;
- прочие расходы.

Затраты на топливо. Основную часть в структуре затрат составляют затраты на топливо, которые были рассчитаны по формуле 4.4 и составляли до модернизации 6 062 900 руб. в год, а после модернизации – 4 027 740 руб. в год.

Амортизационные отчисления. При проектировании каждый объект электрической сети рассчитывается на определенный срок службы. Так, амортизационные отчисления включают затраты на капитальный ремонт и средства на полное восстановление оборудования, рассчитываются исходя из нормы отчислений на амортизацию (4.7):

$$I_a = \sum_{i=1}^j K_i \cdot \frac{100\%}{n}, \quad (4.7)$$

где $\frac{100\%}{n}$ – норма амортизации в процентах к первоначальной стоимости объекта амортизируемого имущества; n – срок полезного использования объекта (месяцы); K_i – капитальные вложения.

Срок эксплуатации дизель-генератора до капитального ремонта 32 000 часов, что составляет примерно 44 месяца; срок службы линий электропередач 0,4-10 кВ – 40 лет.

$$k_{a \text{ ДЭС}} = \frac{100\%}{44} = 2,27\%;$$

$$k_{a \text{ ЛЭП}} = \frac{100\%}{480} = 0,21\%.$$

Тогда амортизационные отчисления в месяц составляют:

$$I_a = \sum_{i=1}^j K_i \cdot \frac{100\%}{n} = 2\,845\,000 \cdot 0,0227 + 520\,000 \cdot 0,0021 = 65\,674 \text{ руб.}$$

$$I_{a \text{ год}} = 65\,674 \cdot 12 = 788\,088 \text{ руб.}$$

Зарботная плата работников. Средняя зарботная плата специалиста по обслуживанию дизель-генераторов составляет 27 000 руб./месяц. Для обслуживания на ДЭС установленного дизель-генератора необходимо 2 сотрудника. В рамках данного исследования учитывается зарботная плата эксплуатационного персонала, обслуживающего данную станцию. Исходя из этого, средняя зарботная плата за год (4.8):

$$I_{зп} = 3 \cdot n_{\text{сотруд}} \cdot 12 = 27000 \cdot 2 \cdot 12 = 648\,000 \text{ руб.} \quad (4.8)$$

Помимо зарботной платы взимаются отчисления на социальные цели, принимаемые как 30% от зарботной платы (взносы в страховой, пенсионный фонды) (4.9):

$$I_{\text{соц}} = I_{зп} \cdot 0,3 = 194\,400 \text{ руб.} \quad (4.9)$$

Затраты на ремонт оборудования. Затраты на капитальный и текущий ремонты принимаются в размере 2% от капиталовложений в сооружение станции (4.10):

$$I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot K_{\text{ДЭС}} \quad (4.10)$$

$$I_{\text{рем}} = 0,02 \cdot = 56\,900 \text{ руб.}$$

Таким образом, годовые эксплуатационные затраты составляют (таблица 4.3.1.3):

Таблица 4.3.1.3 – Годовые эксплуатационные затраты

Затраты	Сумма, руб./год
Топливо	4 027 740
Амортизационные отчисления	788 088
Зарботная плата	648 000
Социальные отчисления (30% от з/п)	194 400
Затраты на ремонт	56 900
Итого:	5 715 128

4. Повышение коэффициента использования.

Как было отмечено в первой главе, коэффициент использования составлял в июле при питании от ДГУ 58 кВт в пределах от 0,10 до 0,68 и в декабре при питании от ДГУ 110 кВт находится в пределах от 0,02 до 0,45. После внедрения прогноза

энергопотребления, то есть учета влияния климатических факторов и требуемой мощности нагрузки, замены обеих ДГУ на одну установку мощностью 80 кВт, коэффициент использования будет составлять до 0,72.

Таким образом, в данном разделе выделены параметры, которые возможно регулировать для повышения эффективности работы электротехнического комплекса за счет внедрения алгоритма выбора режимов работы, учитывающего прогноз энергопотребления. Проведен сравнительный анализ критериев эффективности относительно исходного состава генерации и с учетом замены двух ДГУ на одну установку. Выявлено, что выбросы загрязняющих веществ сократятся в 3,8 раз, расход топлива снизится до 20 936 л/год, а затраты на топливо составят 1 051 825 руб. в год, эксплуатационные затраты на ДГУ составят 5 715 128 руб. в год, коэффициент использования будет находиться в пределах от 0,12 до 0,72.

4.3.2 Отключение и включение нагрузки по приоритету

В исследуемой энергосистеме возможно реализовать отключение и включение нагрузки по приоритету при недостаточной выдаче мощности от генераторов ввиду возникновения аварийных ситуаций. Установленная мощность и основные принципы работы потребителей, разбитых по группам, описаны ниже:

1 группа – цикличная прерывистая работа, контролируется системой управления, потребление в большей степени зависит от времени года, установленная мощность 60 кВт:

- электрический водонагреватель.

2 группа – низкоприоритетная нагрузка, потребляет электроэнергию несколько раз в сутки, можно задать периоды включения и время использования в сутки, установленная мощность около 40 кВт:

- сушильная машина для белья (20 кВт);
- стиральная машина для белья – 3 шт. (по 1,5 кВт);
- электрокаменка (16 кВт);
- утюг.

3 группа – высокоприоритетная нагрузка выше 700 Вт, работает длительные периоды в сутках или целые сутки, установленная мощность около 64 кВт:

- плита электрическая (18 кВт);
- электросковорода (12 кВт);
- шкаф жарочный (18 кВт);
- поттер (3 кВт);
- рефконтейнер – 2 шт. (по 6 кВт);

– холодильник – 2 шт. (по 0,25 Вт).

4 группа – высокоприоритетная нагрузка ниже 700 Вт, работает длительные периоды в течение суток или целые сутки, однако может быть отключена, установленная мощность около 700 Вт:

- освещение;
- компьютерная техника;
- ТВ.

Необходимо рассмотреть требования к качеству электроэнергии, удовлетворяющие различные группы потребителей, для дальнейшей оценки режимов работы электротехнического комплекса при возникновении аварийных ситуаций.

Согласно Правилам устройства электроустановок для потребителей III категории надежности перерыв в электроснабжении составляет не более суток – на время выполнения аварийно-восстановительных работ. Однако можно ранжировать потребителей на основе экспертной оценки по приоритетности для поочередного отключения при возникновении аварий или включения после проведения восстановительных работ (таблица 4.3.2.1), учитывая требования к нормам качества электрической энергии согласно ГОСТ 32144-2013:

Таблица 4.3.2.1 – Перерывы в электроснабжении потребителей

Показатели качества электрической энергии	Допустимые пределы	1 группа	2 группа	3 группа	4 группа
Отклонение частоты	± 1 Гц	Перерыв в электроснабжении до 6 часов	Перерыв в электроснабжении до 24 часов	Перерыв в электроснабжении до 12 часов	Перерыв в электроснабжении до 24 часов
Колебания напряжения и фликер	$\pm 10\%$ от $U_{ном}$				
Несинусоидальность напряжения	В зависимости от порядка гармонической составляющей				
Несимметрия напряжения в трехфазных системах	2%				
Прерывания напряжения	5% от $U_{оп}$				
Провалы напряжения и перенапряжения	до 1 мин				

При возникновении случайных ситуаций, приводящих к изменению характеристик напряжения, а также отклонению напряжения в различных точках передачи электроэнергии в конкретный момент времени, когда часть нагрузки необходимо отключать, следует руководствоваться приоритетностью нагрузки для восстановления нормального режима работы. Высокий приоритет следует отдавать 1 группе, затем 3 группе и далее 2 и 4 группе в равном соотношении. Так, результаты прогноза

энергопотребления на сутки вперед позволят оценить, какая из групп нагрузок может оставаться не включенной в течение установленного периода времени.

Также при превышении заявленной мощности в системе возникает необходимость отключения части нагрузок. Данное решение возможно реализовать за счет введения контроллера отключения неприоритетной нагрузки в САУ. Так, например, у компании Schneider Electric в линейке оборудования есть реле отключения нагрузки CDS. Устройства CDS предотвращают отключение центрального автоматического выключателя, когда потребление мощности превышает заявленную, и вместо отключения центрального автомата приборы CDS перераспределяют электроэнергию между наиболее важными потребителями, временно отключая второстепенных. Преимуществами применения устройств CDS являются:

- сокращение энергозатрат за счет снижения расчетной мощности;
- увеличение количества нагрузок, управление которыми не требует увеличения расчетной нагрузки;
- непрерывность подачи питания – как только уровень потребляемой мощности достигает установленного значения, реле CDS отключает нагрузки с меньшим приоритетом в каскадном режиме.

Технические характеристики представлены в таблице 4.3.2.2:

Таблица 4.3.2.2 – Технические характеристики устройств CDS Schneider Electric

Диапазон тока:	настраиваемый приоритетный канал от 5 до 90 А, неприоритетные каналы 15 А.
Диапазон напряжений:	1 фаза: 240 ВА +5 %, -10 %; 3 фазы: 415 ВА +5 %, -10 %.
Частота:	50/60 Гц.
Индикация защитного отключения нагрузки светодиодом.	
Период восстановления:	от 5 до 10 минут.
Корректировка ввода защитного отключения нагрузки.	
Нормально разомкнутый контакт с силой тока в 1 А с удаленной индикацией защитного отключения нагрузки или прямое отключение нагрузки нормально замкнутым контактором.	

Таким образом, устройства CDS разработаны специально для управления защитным отключением нагрузок в жилых домах и непромышленном секторе. На подобных объектах с коммунально-бытовой нагрузкой установка таких устройств позволит не только обеспечить надежность электроснабжения для потребителей в зависимости от приоритета нагрузки, но и снизить установленную мощность источников электроэнергии.

4.4 Перспективы развития темы

Учитывая все описанные выше критерии и показатели, влияющие на эффективность работы электротехнического комплекса, необходимо понимать, что

достичь достаточного эффекта будет возможно при увеличении количества параметров, которые необходимо отслеживать и фиксировать для построения достоверного прогноза с высокой точностью. Достоверность разработанной методики в рамках исследования подтверждается проведенными расчетами с помощью модели на основе базы данных с объекта.

Повышение эффективности работы исследуемого электротехнического комплекса осуществляется за счет:

- повышения надежности электрической системы (показатель длительности отключений SAIDI можно уменьшить, распределив нагрузку по приоритету);
- повышения экономичности (снижается расход дизельного топлива, повышается КПД ДГУ);
- повышения коэффициента использования ДГУ.

Результаты диссертационной работы могут быть использованы для анализа данных генерации и прогнозирования энергопотребления на других объектах, имеющих в своем составе ветродизельный комплекс. Если применение методики и модели прогнозирования будет запланировано для объекта, расположенного в других климатических условиях, необходимо будет рассмотреть и учесть индивидуальный набор климатических факторов.

Использование различных временных рядов с разным уровнем осреднения данных (недели, сутки, часы, минуты) будет определять различную точность прогноза и горизонт прогнозирования. В процессе построения прогнозной модели были выделены и учтены такие внешние факторы, как:

- продолжительность светового дня – влияет на использование 3 и 4 групп электроприемников, указанных в разделе 4.3.2;
- сезонность (осень, зима, весна, лето) – влияет на использование 1, 3 и 4 групп электроприемников. В весенний и осенний периоды стоит учитывать отклонение планируемого энергопотребления от фактического, что в среднем для объекта исследования составляет 14,5%;
- тип суток (рабочие, выходные и праздничные дни) – влияет на использование 2, 3 и 4 групп электроприемников.

Разработанная методика позволяет исследовать различные базы данных, включающие в себя не только данные генерации или электропотребления, но и дополнительные факторы – климатические, эксплуатационные и другие. Задача исследования состояла в возможности применения методов машинного обучения для

прогноза энергопотребления, что было доказано путем проверки прогнозной модели, используя данные с объекта.

Стоит отдельное внимание уделить потерям мощности в энергосистеме, которые будут являться тем параметром, который можно регулировать, особенно при увеличении установленной мощности электротехнического комплекса. Потери электроэнергии напрямую связаны с дополнительными расходами топлива и непосредственно влияют на экономические показатели функционирования энергосистем.

4.5 Выводы по Главе 4

1. Рассмотрены и описаны варианты внедрения прогноза энергопотребления в САУ, приведен алгоритм выбора и оценки режима работы ветродизельной электростанции, где рассмотрены нормальные режимы работы энергосистемы, которые определяются соблюдением условия баланса мощностей и критериями устойчивости энергосистемы.

2. Предложена замена двух ранее установленных ДГУ мощностью 58 кВт и 110 кВт на одну установку мощностью 80 кВт. Рассмотрены критерии эффективности, такие как снижение расхода топлива ДГУ, снижение количества вредных выбросов при сжигании топлива двигателем ДГУ. Эксплуатационные затраты составляют порядка 5 715 128 руб. в год. Рассчитано возможное повышение коэффициента использования энергоустановок до 0,72.

3. Предложено внедрение контроллера отключения неприоритетной нагрузки, принцип действия которого состоит в перераспределении электроэнергии между наиболее важными потребителями, временно отключая второстепенных при превышении потребляемой мощности. Это позволит обеспечить непрерывность подачи питания для выбранных групп потребителей.

4. Сделаны выводы о полученных результатах и проведенном исследовании, а также определены направления дальнейших исследований в области прогнозирования энергопотребления за счет повышения точности прогнозирования и учета дополнительных внешних и климатических факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой законченную научно-квалификационную работу, в которой предлагается новое решение актуальной научной задачи – повышение эффективности и бесперебойности электроснабжения электротехнического комплекса с автономным питанием в различных климатических условиях.

По результатам выполнения диссертационной работы можно сделать следующие выводы и представить рекомендации:

1. Выявлено, что не все методы прогнозирования позволяют отразить влияние таких параметров, как сезонные условия и климатические изменения при формировании планируемого графика нагрузок и графика выработки электроэнергии ветроустановками в ветродизельном комплексе. Интерпретация данных с точки зрения описания протекающих процессов с высокой точностью иногда не представляется возможной. Поэтому в электроэнергетике все чаще применяются методы машинного обучения и построение на основе таких алгоритмов прогнозных моделей. В связи с этим выработаны рекомендации для разработки прогнозной модели энергопотребления.

2. Проанализирован процесс энергопотребления на исследуемом объекте на основе спектрального анализа (SSA) и выявлены закономерности. Так, в летний период наблюдается относительно стабильная выработка электроэнергии. Однако в весенне-осенний период наблюдаются помехи в данных, амплитуда шумовых компонент становится больше, что характеризует влияние резких климатических изменений на работу электрооборудования, и, соответственно, неравномерность энергопотребления. Зарегистрирована программа анализа данных для ЭВМ (№2021615532 от 22.04.2021 г.).

3. Разработана методика прогнозирования генерации и энергопотребления для объекта с коммунально-бытовой нагрузкой в виде алгоритма с использованием климатических характеристик и накопленных данных о потреблении электрической энергии за определенный период времени с целью планирования необходимых объемов электрической энергии. Сформирован набор исходных данных для модели прогнозирования электропотребления потребителей, включающий учет таких факторов, как скорость ветра, температура окружающей среды и день недели.

4. Разработана прогнозная модель процесса электропотребления потребителей с учетом метеофакторов на основе модели ARMA для электротехнического комплекса с автономным питанием, учитывающая влияние изменения внешних климатических условий.

5. Проведена интерпретация полученных результатов моделирования и сделаны выводы. Рассчитав ошибки до и после настройки модели, отмечено, что MAE для спрогнозированного ряда выработки электроэнергии ВЭУ составляет 191,041 кВт·ч, а для спрогнозированного ряда выработки электроэнергии ДЭС – 156,706 кВт·ч; RMSE составляет 257,493 кВт·ч и 209,907 кВт·ч соответственно.

6. Проведена экономическая оценка эффективности внедрения методики прогнозирования в электротехнический комплекс. Внедрение прогноза энергопотребления позволило снизить установленную мощность ДЭС, расход топлива до 20 936 л/год и затраты на топливо до 1 051 825 руб. в год, эксплуатационные затраты на ДГУ составят 5 715 128 руб. год.

7. Результаты диссертационной работы могут быть использованы для анализа данных генерации и прогнозирования энергопотребления на других объектах, имеющих в своем составе ветродизельный комплекс. Разработанная методика позволяет исследовать различные базы данных, включающие в себя не только данные генерации или электропотребления, но и дополнительные факторы – климатические, эксплуатационные и другие. Задача исследования состояла в возможности применения методов машинного обучения для прогноза энергопотребления, что было доказано путем проверки прогнозной модели, используя данные с объекта.

8. Определены направления дальнейших исследований в области прогнозирования энергопотребления за счет повышения точности прогнозирования и учета дополнительных внешних и климатических факторов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АБ – аккумуляторная батарея
- АВР – автоматический ввод резерва
- БН – балластная нагрузка
- ВДЭС – ветродизельная электростанция
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии
- ВЭУ – ветроэнергетическая установка
- ВЭС - ветроэлектростанция
- ДГУ – дизель-генераторная установка
- ДНПТ – двунаправленный преобразователь тока
- ДЭС – дизель-электростанция
- ИНС – искусственная нейронная сеть
- КПД – коэффициент полезного действия
- ЛЭП – линия электропередач
- НКУ – низковольтное комплектное устройство
- САУ – система автоматического управления
- СН – собственные нужды
- СНЭ – система накопления энергии
- СЭС – система электроснабжения
- УБН – управляемая балластная нагрузка
- ЭВМ – электронно-вычислительная машина
- AR - autoregressive model, авторегрессионная модель
- ARIMA – autoregressive integrated moving average, интегрированная модель авторегрессии – скользящего среднего
- ARMA – autoregressive moving average, модель авторегрессии – скользящего среднего
- ACF – autocorrelation function, автокорреляционная функция
- MA – moving-average model, модель скользящего среднего
- MAE – mean absolute error, средняя абсолютная ошибка
- MSE – mean-square error, среднеквадратичная ошибка прогноза
- PACF – partial autocorrelation function, частично автокорреляционная функция
- SAIDI – system average interruption duration index, средняя продолжительность отключений
- SSA – singular spectrum analysis, сингулярный спектральный анализ
- SVD – singular value decomposition, сингулярное разложение

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б.Н. Система прогнозирования энергопотребления с применением искусственной нейронной сети / Б.Н. Абрамович, И.С. Бабанова // Горные науки и технологии. – 2016. – № 2 – С. 66–77.
2. Авдеева, Н.Л. О прогнозах потребления электроэнергии в условиях рыночной экономики России / Н.Л. Авдеева, Ю.М. Коган, А.Е. Романов // Энергетик. – 2003. – № 7 – С. 9–12.
3. Айвазян, А.С. Прикладная статистика и основы эконометрики / А.С. Айвазян, В.С. Мхитарян. – Юнити, 1998.
4. Андерсон, Т. Статистический анализ временных рядов / Т. Андерсон. – М.: Мир, 1976. – Т. 1. – 760 с.
5. **Батуева, Д.Е.** Анализ данных генерации электроэнергии в ветродизельном комплексе с использованием алгоритма SSA / Д.Е. Батуева, Я.Э. Шклярский, И.Е. Ревин // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2021. – № 6 – С. 69–77.
6. Бахрушин, В.Е. Методы оценивания характеристик нелинейных статистических связей / В.Е. Бахрушин // Системные технологии. – 2011. – Т. 2 – № 73 – С. 9–14.
7. Безруких, П.П. Справочник ресурсов возобновляемых источников энергии России и местных видов топлива. Показатели по территориям [Электронный ресурс] / П.П. Безруких. – М.: Энергия, 2007. – 272 с. - URL: <https://www.iprbookshop.ru/3686.html> (дата обращения: 16.06.2021).
8. Белан, А.В. Пути и результаты совершенствования методов прогнозирования электропотребления / А.В. Белан, В.И. Гордеев, А.В. Демура, И.И. Надтока // Промышленная энергетика. – 1993. – № 9–10 – С. 23–26.
9. Бердин, В.Х. Возобновляемые источники энергии в изолированных населенных пунктах Российской Арктики / В.Х. Бердин, А.О. Кокорин, Г.М. Юлкин, М.А. Юлкин. – М.: Всемирный фонд природы (WWF). – 2017.
10. Большов, Л.А. Прогнозирование энергопотребления: современные подходы и пример исследования / Л.А. Большов, М.Ф. Каневский, Е.А. Савельева, В.А. Тимонин, С.Ю. Чернов // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2004. – № 6 – С. 74–74.
11. Бэнн, Д.В. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки / Д.В. Бэнн, Е.Д. Фармер. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 568 с.
12. Васильков, О.С. Выравнивание графика нагрузки предприятий за счет применения гибридных накопителей электроэнергии / О.С. Васильков, **Д.Е. Батуева,**

К.А. Хомяков, П.С. Паляницын // Известия МГТУ «МАМИ». – 2020. – Т. 1 – № 1 – С. 27–34. DOI:10.31992/2074-0530-2020-43-1-27-34.

13. Васьков, А.Г. Особенности проектирования энергокомплексов на базе возобновляемых источников энергии в распределенных энергосистемах / А.Г. Васьков // Научно-техническое творчество молодежи – путь к обществу, основанному на знаниях: сб. докл. IV Межд. науч.-практ. конф. М.: МГСУ. – 2012. – С. 472–474.

14. Волохов, Н.А. Анализ и оценка эффективности использования различных источников электроэнергии в условиях Арктики / Н.А. Волохов, И.А. Рындин, Н.М. Космынина // Творчество юных-шаг в успешное будущее: Арктика и её освоение. – Томск – 2016. – С. 283–285.

15. Воропай, Н.И. Методы управления физико-техническими системами энергетики в новых условиях / Н.И. Воропай, Н.Н. Новицкий, Е.В. Сеннова, Н.И. Илькевич и др. – Новосибирск: Наука, 1995. – 335 с.

16. Гзенгер, Ш. Перспективы ветроэнергетического рынка в России / Ш. Гзенгер, Р. Денисов. – 2017. URL: <https://docplayer.ru/47996404-Perspektivy-vetroenergeticheskogo-rynka-v-rossii.html> (дата обращения: 16.06.2021).

17. Голяндина Н.Э. Метод «Гусеница»-SSA: анализ временных рядов: Учеб. пособие / Н. Э. Голяндина // СПб: Изд-во СПбГУ, 2004. – 76 с.

18. Господариков, А.П. О методе обработки данных сейсмического и деформационного мониторинга при ведении подземных горных работ на примере Кикусвумчоррского месторождения АО "Апатит" / А.П. Господариков, К.В. Морозов, И.Е. Ревин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – Общество с ограниченной ответственностью «Горная книга». – 2019. – № 8.

19. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения / ИПК Издательство стандартов. 2014. – 20 с.

20. ГОСТ Р 54418.2-2014 (МЭК 61400-2:2006) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 2. Технические требования к малым ветроэнергетическим установкам / ИПК Издательство стандартов. 2014. – 66 с.

21. Доманов, В.И. Усовершенствованная методика прогнозирования электропотребления в зависимости от исходной базы данных / В.И. Доманов, А.И. Билалова // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2017. – № 12 – С. 5–9.

22. Дубров, А.М. Обработка статистических данных методом главных компонент / А.М. Дубров. – Статистика, 1978.

23. Дьяченко, Р.А. К вопросу построения информационной системы подбора оптимальных характеристик искусственных нейронных сетей для задач прогнозирования в электроэнергетике / Р.А. Дьяченко // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 2 – С. 132–132.
24. Елисеева, И.И. Эконометрика: учебник/под ред. И.И. Елисеевой / И.И. Елисеева, С.В. Курышева, Т.В. Костеева // М.: Финансы и статистика. – 2002.
25. Елистратов, В.В. Возобновляемая энергетика / В.В. Елистратов. - СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2016. — 417 с.
26. Елистратов, В.В. К вопросу разработки интеллектуальной системы управления ветро-дизельной электростанции с высоким уровнем замещения / В.В. Елистратов, М.А. Конищев // Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности REENFOR-2014. – 2014. – С. 156–159.
27. Ербаев, Е.Т. Особенности построения автономной ветро-дизельной системы электроснабжения объектов с электроприемниками разного типа / Е.Т. Ербаев, И.И. Артюхов, С.Ф. Степанов, С.В. Молот // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1–1 – С. 121–121.
28. Кудрин, Б.И. Методика обеспечения почасового прогнозирования электропотребления предприятий с учетом погодных факторов / Б.И. Кудрин, А.В. Мозгалин // Вестник Московского энергетического института. – 2007. – № 2 – С. 105–108.
29. Кудрин, Б.И. Ценологический ранговый анализ в электрике / Б.И. Кудрин, О.Е. Лагуткин, М.Г. Ошурков // М.: Технетика, 2008. – 116 с.
30. Леонтьева, Л.Н. Многомерная гусеница, выбор длины и числа компонент / Л.Н. Леонтьева // Машинное обучение и анализ данных. – 2013. – Т. 1 – № 5 – С. 5.
31. Липужин И.А. Повышение эффективности автономных систем электроснабжения с ветро-дизельными электростанциями: дисс. ... канд. техн. наук / Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева. Нижний Новгород, 2017. – 203 с.
32. Лоскутов, А.Ю. Энтропия и прогноз временных рядов в теории динамических систем / А.Ю. Лоскутов, А.А. Козлов, Ю.М. Хаханов // Известия высших учебных заведений. Прикладная нелинейная динамика. – 2009. – Т. 17 – № 4.
33. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. – Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.

34. Лукутин, Б.В. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями: учебное пособие / Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – 128 с.
35. Макоклюев, Б.И. Влияние колебаний метеорологических факторов на электропотребление / Б.И. Макоклюев, В.С. Павликов, А.И. Владимиров, Г.И. Фефелова // Энергетик. – 2003. – № 6 – С. 11.
36. Макоклюев, Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с. – URL: http://energostat.ru/news/news_book_1/ (дата обращения: 15.06.2021).
37. Мишулина О. А. Статистический анализ и обработка временных рядов. – М.: МИФИ, 2004. – 180 с.
38. Надтока, И.И. Анализ зависимостей электропотребления от температуры воздуха и освещенности в операционной зоне Ростовского РДУ / И.И. Надтока, С.О. Губский // Современные энергетические системы и комплексы и управление ими. – 2009. – С. 36–39.
39. Подкорытова, О. А. Анализ временных рядов: учебное пособие для бакалавриата и магистратуры / О. А. Подкорытова, М. В. Соколов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2018. – 267 с.
40. Политов, Е.А. Определение параметров, влияющих на электропотребление промышленного предприятия с помощью метода экспертных оценок / Е.А. Политов, И.В. Воронов, В.М. Ефременко // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2009. – № 5.
41. Поляхов, Н.Д. Оценка показателя Ляпунова с использованием SSA-метода / Н.Д. Поляхов, А.В. Беспалов, О.Э. Якупов, Д.М. Филатов // Естественные и технические науки. – 2011. – № 4 – С. 23–28.
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, Т.С. Габдерахманова, А.Б. Тарасенко // Арктика: экология и экономика. – 2015. – Т. 1 – № 17 – С. 64.
43. Российская Федерация. Приказ. Об утверждении Плана мероприятий по импортозамещению в отрасли энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности Российской Федерации : [утвержден приказом Минпромторга России от 16 апреля 2019 года №1327]. – Москва, 2019.
44. Российская Федерация. Указ. О Стратегии развития Арктической зоны

Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года : [утверждена Указом Президента Российской Федерации от 26 октября 2020 года № 645]. – Москва, 2020.

45. Российская Федерация. Указ. О Стратегии экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года : [утверждена Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2017 года № 208]. – Москва, 2017. – 18 с.

46. Российская Федерация. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [утверждена Правительством Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р]. – Москва, 2020. – 93 с.

47. Светлое. Полиметалл: сайт. – Санкт-Петербург. – URL: <https://www.polymetalinternational.com:443/ru/assets/where-we-operate/svetloye/> (дата обращения: 16.06.2021). – Текст: электронный.

48. Свидетельство о регистрации государственной программы для ЭВМ №2021616532. Программа для анализа данных генерации электроэнергии в ветродизельном комплексе с использованием алгоритма SSA на основе языка Python : заявл. 16.04.2021 : опубл. 22.04.2021 / Батуева Д.Е., Шклярский Я.Э.; заявитель Санкт-Петербургский горный университет. – 6 с. : ил.

49. Смоленцев, Д.О. Развитие энергетики Арктики: проблемы и возможности малой генерации / Д.О. Смоленцев // Арктика: экология и экономика. – 2012. – № 3 – С. 7.

50. Сокольникова, Т.В. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями / Т.В. Сокольникова, К.В. Суслов, Л. Пио // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2015. – № 10 (105).

51. Соснина, Е.Н. К вопросу об устойчивости электроэнергетической системы при параллельной работе с возобновляемыми источниками энергии / Е.Н. Соснина, И.А. Липужин, Е.В. Крюков // Актуальные проблемы электроэнергетики. – 2013. – С. 78–82.

52. Соснина, Е.Н. Методы оценки статической устойчивости локальной системы электроснабжения с ветро-дизельной электростанцией / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, И.А. Липужин, А.А. Смирнов // Актуальные проблемы электроэнергетики. – 2014. – С. 53–58.

53. Соснина, Е.Н. Исследование устойчивости электротехнических комплексов с ветродизельными электростанциями / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, С.А. Анисимов, И.А. Липужин, А.А. Смирнов // Труды НГТУ им. ПЕ Алексева. – 2015. – № 1 (108).

54. Соснина, Е.Н. Исследование устойчивости ветро-дизельной электростанции / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, И.А. Липужин, А.А. Смирнов // « Энергия-2015». Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных. – 2015. – С. 53–54.
55. Суслов, К.В. Развитие систем электроснабжения изолированных территорий России с использованием возобновляемых источников энергии / К.В. Суслов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2017. – Т. 21 – № 5 (124).
56. Четыркин, Е.М. Статистические методы прогнозирования / Е.М. Четыркин. – Статистика, 1977.
57. Шклярский, Я.Э. Рациональное формирование графика нагрузки электротехнического комплекса горного предприятия / Я.Э. Шклярский, А.А. Брагин // Записки горного института. – 2012. – Т. 196. – С. 281-284.
58. Шумилова, Г.П. Краткосрочное прогнозирование электрических нагрузок с использованием искусственных нейронных сетей / Г.П. Шумилова, Н.Э. Готман, Т.Б. Старцева // Электричество. – 1999. – № 10 – С. 6–12.
59. Юшкова, Е.Е. Применение технологии Блокчейн в сфере альтернативной электроэнергетики в Арктике / Е.Е. Юшкова. – Москва, 2018. – URL: <https://nauchkor.ru/pubs/primeneniye-tehnologii-blokcheyn-v-sfere-alternativnoy-energetiki-v-arktike-5b0958cf7966e104e9d87387> (дата обращения: 16.06.2021).
60. As' ad, M. Finding the best ARIMA model to forecast daily peak electricity demand / M. As' ad. – 2012.
61. **Batueva, D.E.** Increasing Efficiency of Using Wind Diesel Complexes through Intellectual Forecasting Power Consumption / D.E. Batueva, J.E. Shklyarskiy // 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus). – 2019. – pp. 434–436. DOI:10.1109/EIConRus.2019.8657158.
62. Belsky, A. Wind-PV-Diesel Hybrid System with flexible DC-bus voltage level / A. Belsky, V. Dobush, D. Ivanchenko // 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ): 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ). – 2014. – pp. 181–184. DOI:10.1109/PQ.2014.6866806.
63. Belsky, A.A. Small wind-driven power plant operating experience / A.A. Belsky, V.S. Dobush // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2019. – Vol. 489 – p. 012013. DOI:10.1088/1757-899X/489/1/012013.
64. Belsky, A.A. Operation of a Single-phase Autonomous Inverter as a Part of a Low-power Wind Complex / A.A. Belsky, V.S. Dobush, Sh.F. Haikal // Journal of Mining

Institute. – 2019. – Vol. 239 – № 5 – pp. 564–569. DOI:10.31897/pmi.2019.5.564.

65. Besagni, G. Electrification pathways of the Italian residential sector under socio-demographic constrains: Looking towards 2040 / G. Besagni, L. Premoli Vilà, M. Borgarello, A. Trabucchi, M. Merlo, J. Rodeschini, F. Finazzi // *Energy*. – 2021. – Vol. 217 – P. 119438. DOI:10.1016/j.energy.2020.119438.

66. Chen, K. Short-Term Load Forecasting With Deep Residual Networks / K. Chen, K. Chen, Q. Wang, Z. He, J. Hu, J. He // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2019. – Vol. 10 – № 4 – pp. 3943–3952. DOI:10.1109/TSG.2018.2844307.

67. Dickey, D.A. Likelihood ratio statistics for autoregressive time series with a unit root / D.A. Dickey, W.A. Fuller // *Econometrica: journal of the Econometric Society*. – 1981. – pp. 1057–1072.

68. Elistratov, V. Energy efficient solutions of power supply in north regions / V. Elistratov, I. Kudryasheva, P. Pilipets // *Applied Mechanics and Materials*. – 2015. – Vol. 725 – pp. 1463–1469.

69. Elistratov, V. Methodology for parameters selection and evaluation the effectiveness of decentralized energy supply systems based on renewable energy sources / V. Elistratov, I. Kudryasheva // *ARPN Journal of engineering and applied sciences*. – 2016. – Vol. 11 – № 5 – pp. 3509–3512.

70. Elistratov, V.V. Principles of an integrated approach to determining the efficiency of stand-alone wind/diesel power systems / V.V. Elistratov, I.G. Kudryasheva // *Power Technology and Engineering*. – 2016. – Vol. 49 – № 6 – pp. 464–467.

71. Ertugrul, Ö.F. Forecasting electricity load by a novel recurrent extreme learning machines approach / Ö.F. Ertugrul // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2016. – Vol. 78 – pp. 429–435.

72. Ferdoush, Z. A short-term hybrid forecasting model for time series electrical-load data using random forest and bidirectional long short-term memory / Z. Ferdoush, B.N. Mahmud, A. Chakrabarty, J. Uddin // *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*. – 2021. – Vol. 11 – № 1 – p. 763. DOI:10.11591/ijece.v11i1.pp763-771.

73. Golyandina, N. On the choice of parameters in singular spectrum analysis and related subspace-based methods / N. Golyandina // *Statistics and Its Interface*. – 2010. – Vol. 3. – pp. 259-279.

74. Golyandina, N. Basic singular spectrum analysis and forecasting with R / N. Golyandina, A. Korobeynikov // *Computational Statistics & Data Analysis*. – 2014. – Vol. 71 – pp. 934–954.

75. Gorban, A. Principal Manifolds for Data Visualisation and Dimension Reduction / A. Gorban, B. Kegl, D. Wunsch, A. Zinovyev. – 2007.
76. Gupta, P.C. A stochastic approach to peak power-demand forecasting in electric utility systems / P.C. Gupta // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1971. – № 2 – pp. 824–832.
77. Hagan, M.T. The time series approach to short term load forecasting / M.T. Hagan, S.M. Behr // IEEE transactions on power systems. – 1987. – Vol. 2 – № 3. – pp. 785–791.
78. Han, P. Drought forecasting based on the remote sensing data using ARIMA models / P. Han, P.X. Wang, S.Y. Zhang // Mathematical and computer modelling. – 2010. – Vol. 51 – № 11–12 – pp. 1398–1403.
79. Hastie, T. Principal Curves and Surfaces, Ph.D Dissertation / T. Hastie. – 1984. DOI:10.21236/ADA148833.
80. Hurst, H.E. Long-term storage capacity of reservoirs / H.E. Hurst // Transactions of the American society of civil engineers. – 1951. – Vol. 116 – № 1 – pp. 770–799.
81. Infield, D.G. Optimal smoothing for trend removal in short term electricity demand forecasting / D.G. Infield, D.C. Hill // IEEE Transactions on Power Systems. – 1998. – Vol. 13 – № 3 – pp. 1115–1120.
82. Jabbour, K. ALFA: Automated load forecasting assistant / K. Jabbour, J.F.V. Riveros, D. Landsbergen, W. Meyer // IEEE Transactions on Power Systems. – 1988. – Vol. 3 – № 3 – pp. 908–914.
83. Jakaša, T. Electricity price forecasting—ARIMA model approach / T. Jakaša, I. Andročec, P. Sprčić // 2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM). – 2011. – pp. 222–225.
84. Kavasseri, R.G. Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models / R.G. Kavasseri, K. Seetharaman // Renewable Energy. – 2009. – Vol. 34 – № 5 – pp. 1388–1393.
85. Kirsanova, N.Y. The Role and Future Outlook for Renewable Energy in the Arctic Zone of Russian Federation / N.Y. Kirsanova, O.M. Lenkovets, A.Y. Nikulina // European Research Studies Journal. – 2018. – Vol. XXI – № Special 2 – P. 356–368.
86. Korolev, N. Monitoring the technical condition of autonomous electrical systems with electric drive / N. Korolev, S. Solovev // E3S Web of Conferences – 2019. – Vol. 140 – P. 04015. DOI:10.1051/e3sconf/201914004015.
87. Laboissiere, L.A. Maximum and minimum stock price forecasting of Brazilian

power distribution companies based on artificial neural networks / L.A. Laboissiere, R.A. Fernandes, G.G. Lage // *Applied Soft Computing*. – 2015. – Vol. 35 – pp. 66–74.

88. Lee, J.T. Non-Intrusive Load Management Under Forecast Uncertainty in Energy Constrained Microgrids / J.T. Lee, S. Anderson, C. Vergara, D.S. Callaway // *Electric Power Systems Research*. – 2021. – Vol. 190 – P. 106632. DOI:10.1016/j.epsr.2020.106632.

89. Liu, C.C. Intelligent System Application to Power Systems / C.C. Liu, D. A. Pierce, H. Song // *IEEE Computer Application in Power*. – 1997. – Vol. 2 – pp. 21–24.

90. Lukovenko, A.S. The analysis the use of intelligent electric networks and Smart Grid systems / A.S. Lukovenko, V.V. Kukartsev, E.I. Semenova, A.A. Leonteva, D.K. Gek, O.A. Shagaeva // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2020. – Vol. 1679 – P. 052083. DOI:10.1088/1742-6596/1679/5/052083.

91. Matthewman, P.D. Techniques for load prediction in the electricity-supply industry / P.D. Matthewman, H. Nicholson // *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*. – 1968. – Vol. 115 – № 10 – pp. 1451–1457.

92. Mbamalu, G.A.N. Load forecasting via suboptimal seasonal autoregressive models and iteratively reweighted least squares estimation / G.A.N. Mbamalu, M.E. El-Hawary // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1993. – Vol. 8 – № 1 – pp. 343–348.

93. Mishra, S. Short term load forecasting using computation intelligence methods: Thesis for the degree of Master of technology electronics and communication engineering / Mishra Sanjib. – 2008. – 89 p. – URL: <http://ethesis.nitrkl.ac.in/1412/> (дата обращения: 15.06.2021).

94. Nalivaychenko, E. Fuel and energy complex of the Arctic zone of Russia and its transport infrastructure / E. Nalivaychenko, A. Volkov, S. Tishkov // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 918 – P. 012238. DOI:10.1088/1757-899X/918/1/012238.

95. Papalexopoulos, A.D. A regression-based approach to short-term system load forecasting / A.D. Papalexopoulos, T.C. Hesterberg // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1990. – Vol. 5 – № 4 – pp. 1535–1547.

96. Park, D.C. Electric load forecasting using an artificial neural network / D.C. Park, M.A. El-Sharkawi, R.J. Marks, L.E. Atlas, M.J. Damborg // *IEEE transactions on Power Systems*. – 1991. – Vol. 6 – № 2 – pp. 442–449.

97. Park, J.H. Composite modeling for adaptive short-term load forecasting / J.H. Park, Y.M. Park, K.Y. Lee // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1991. – Vol. 6 – № 2 – pp. 450–457.

98. Pearson, K. LIII. On lines and planes of closest fit to systems of points in space / K. Pearson // The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science. – 1901. – Vol. 2 – № 11 – pp. 559–572.
99. Savard, C. A Suggested Improvement for Small Autonomous Energy System Reliability by Reducing Heat and Excess Charges / C. Savard, E. Iakovleva // Batteries. – 2019. – Vol. 5 – № 1 – P. 29. DOI:10.3390/batteries5010029.
100. Shabalov, M.Yu. The influence of technological changes in energy efficiency on the infrastructure deterioration in the energy sector / M.Yu. Shabalov, Yu.L. Zhukovskiy, A.D. Buldysko, B. Gil, V.V. Starshaia // Energy Reports. – 2021. – Vol. 7 – P. 2664–2680. DOI:10.1016/j.egyr.2021.05.001.
101. Shklyarskiy, J.E. The influence of external climatic factors on the accuracy of the forecast of energy consumption / J.E. Shklyarskiy, **D.E. Batueva** // E3S Web of Conferences – 2019. – Vol. 140 – P. 04014. DOI:10.1051/e3sconf/201914004014.
102. Shklyarskiy, J.E. Analysis of schedules and load indicators for the choice of the generation composition in the wind-diesel complex / J.E. Shklyarskiy, **D.E. Batueva** // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1753 – № 1 – P. 012010. DOI:10.1088/1742-6596/1753/1/012010.
103. Taylor, J.W. Short-term load forecasting with exponentially weighted methods / J.W. Taylor // IEEE Transactions on Power Systems. – 2011. – Vol. 27 – № 1 – pp. 458–464.
104. Wheelwright, S. Forecasting: methods and applications / S. Wheelwright, S. Makridakis, R.J. Hyndman. – 1998. – 420 p.
105. Xie, Y. A hybrid short-term load forecasting model and its application in ground source heat pump with cooling storage system / Y. Xie, P. Hu, N. Zhu, F. Lei, L. Xing, L. Xu, Q. Sun // Renewable Energy. – 2020. – Vol. 161 – pp. 1244–1259.
106. Yang, J. Power System Short-term Load Forecasting: Thesis for Ph.d degree / Yang Jingfei. – Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität, Germany, Darmstadt. – 2006. – 139 p.
107. Zimin, R.Yu. Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development through the Use of Alternative Energy Sources in the Arctic / R.Yu. Zimin, V.N. Kuchin // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon): 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon). – 2020. – pp. 1–5. DOI:10.1109/FarEastCon50210.2020.9271103.
108. Zyryanov, V. Analysis of Energy Storage Systems Application in the Russian and World Electric Power Industry / V. Zyryanov, N. Kiryanova, I. Korotkov, G. Nesterenko,

G. Prankevich, I. Rudiuk // 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC): 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC). – 2020. – pp. 106–109. DOI:10.1109/USEC50097.2020.9281175.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результат интеллектуальной собственности

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021616532

**Программа для анализа данных генерации
электроэнергии в ветродизельном комплексе с
использованием алгоритма SSA на основе языка Python**

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Батуева Дарья Евгеньевна (RU), Шклярский
Ярослав Элиевич (RU)*

Заявка № 2021615489

Дата поступления 16 апреля 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 22 апреля 2021 г.



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Израиль