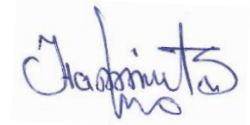


ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



НАЗАРОВ МУСО ХОЛМУРОДОВИЧ

**ОПТИМИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ АВТОНОМНОЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ И
АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ
(на примере системы Памира)**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Манусов Вадим Зиновьевич

Новосибирск – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ И АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН.....	11
1.1 Перспектива развития мировой электроэнергетики на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии	11
2.2 Энергетический потенциал возобновляемых и альтернативных источников энергии республики Таджикистан.....	20
2.3 Основные черты автономной электрической системы Памира	32
Выводы по главе 1	36
ГЛАВА 2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СКОРОСТИ ВЕТРОВОГО ПОТОКА И СОЛНЕЧНОЙ ИНСОЛЯЦИИ НА ОСНОВЕ АДАПТИВНЫХ МЕТОДОВ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ.....	38
2.1 Постановка задачи.....	38
2.2 Краткий обзор методов прогнозирования и их эволюция	39
2.3 Сущность искусственных нейронных сетей	42
2.4 Архитектура искусственных нейронных сетей.....	47
2.4.1 Основные положения.....	47
2.4.2 Архитектура предлагаемой нейронной сети	50
2.5 Методы обучения нейронных сетей.....	51
2.6 Анализ методом прогнозирования скорости ветрового потока и солнечной инсоляции на основе почасовых временных рядов.....	59
2.6.1 Анализ методов прогнозирования скорости ветрового потока на основе почасовых временных рядов	59

2.6.2 Анализ методов прогнозирования солнечной инсоляции на основе почасовых временных рядов.....	69
2.7 Анализ методов прогнозирования скорости ветрового потока и солнечной инсоляции по общей выборке временного ряда.....	79
2.8 Прогнозирования скорости ветрового потока и солнечной инсоляции	85
Выводы по главе 2.....	96
ГЛАВА 3 ВЫБОР И ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ВИДЕ СОЛНЕЧНОЙ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ВЕТРОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	98
3.1 Постановка задачи.....	98
3.2 Выбор электрооборудования солнечной фотоэлектрической электростанции и оценка ее потенциальной мощности.....	99
3.2.1 Выбор фотоэлектрических панелей солнечной фотоэлектрической электростанции.....	99
3.2.2 Оценка потенциальной мощности солнечной фотоэлектрической электростанции при отслеживании солнечного трека	103
3.3 Выбор сезонных режимов солнечной фотоэлектрической электростанции при фиксированном угле наклона панелей	106
3.4 Выбор электрооборудования ветроэлектростанции и оценка ее потенциальной мощности	120
3.4.1 Анализ мирового рынка ветроэнергетического оборудования.....	120
3.4.2 Оценка потенциальной мощности ветроэлектростанции.....	125
3.5 Обоснование установки и выбор накопителей энергии.....	128
Выводы по главе 3.....	131
ГЛАВА 4 ПЛАНИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ	132

4.1	Постановка задачи.....	132
4.2	Методы поиска оптимума в многофакторных моделях	132
4.3	Энергетический баланс и условия оптимальных режимов энергосистемы	135
4.4	Алгоритм решения и его программная реализация.....	141
4.5	Анализ установившихся режимов автономной электроэнергетической системы Памира	154
	Выводы по главе 4.....	164
ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ		
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ		
5.1	Минимизация финансовых расходов генерирующих электропотребителей	166
5.2	Расчет себестоимости электроэнергии от генерирующего источника ветровой электростанции	169
5.3	Расчет себестоимости электроэнергии от генерирующего источника солнечной фотоэлектрической электростанции	173
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		176
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....		179
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....		180
ПРИЛОЖЕНИЕ «А» СВИДЕТЕЛЬСТВА О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММ ДЛЯ ЭЛЕКТРОННЫХ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН.....		
ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ		193

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В настоящее время, после того как объединённая электроэнергетическая система Средней Азии разделилась на отдельные энергосистемы, на территории республики Таджикистан все большую роль в электроснабжении потребителей как в частных, так и общественных секторах экономики, играют возобновляемые и альтернативные источники энергии. В значительной степени это соответствует высокогорным регионам, которые во многих случаях отделены от национальной энергетической системы (ЭЭС) Таджикистана и представляют собой автономные региональные энергосистемы. Наряду с этим, взаимные связи между альтернативными и возобновляемыми источниками генерации и электропотреблением усложняются, так как изменяются требования к балансу мощности при различных режимах, что обусловлено некоторой неопределенностью генерации мощностей источниками энергии и необходимостью подключения накопителей энергии.

При этом правительство республики Таджикистан предложило перспективный путь развития электрификации отдаленных районов, сущность которого состоит в широком использовании региональных возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в виде малых гидроэлектростанций (МГЭС), расположенных главным образом в высокогорных областях страны, и альтернативных источников энергии на основе ветровой и солнечной энергии. В качестве перспективного объекта исследования в данной работе выбрана автономная электроэнергетическая система Памира, расположенная в Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) Таджикистана; при этом она имеет возможность дополнительного экспорта электроэнергии в соседнюю страну. При этом поставлена задача комплексного рассмотрения трех стадий использования энергии, а именно: генерация, передача и распределения электрической энергии.

Для реализации этого пути были приняты некоторые законы и постановления в соответствии с программами краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного развития, основанные на использовании возобновляемых и

альтернативных источников энергии. Главную роль в осуществлении этих планов играет предпочтение источникам малой распределённой генерации как приоритетному стратегическому направлению развития электроэнергетики высокогорных районов Таджикистана.

Таким образом, можно утверждать, что планирование режимов и их оптимизация в автономных электроэнергетических системах со значительной долей ВИЭ, включая альтернативные источники энергии, требует более высокого уровня интеллектуализации процессов выработки, передачи и распределения электроэнергии.

Степень разработанности темы исследования. Большой вклад в научные исследования в планирование и выбора оптимальных режимов внесли отечественные и зарубежные ученые: Т.А. Филиппова, Е.В. Цветков, В.М. Горнштейн, В.И. Обрезков, Ю.А. Секретарев, В.Н. Горюнов, Н.И. Воропай, С.Г. Обухов, А.Г. Русина, О.С. Попель и другие.

Наряду с этим, развитию и применению альтернативных и возобновляемых источников энергии посвящены работы многих отечественных авторов, таких как: Е.В. Соломин, Б.В. Лукутин, С.Г. Обухов, В.З. Манусов, С.Н. Удалов, Ю.Г. Шакарян, А.А. Бубенчиков и другие.

Объект исследования – автономная электроэнергетическая система со значительной долей возобновляемых и альтернативных источников энергии.

Предмет исследования – прогнозирование, планирование и оптимизация состава возобновляемых источников генерации энергии на суточном интервале времени.

Концепция работы заключается в разработке моделей и методов прогнозирования и оптимизации режимов электропотребления в автономных системах на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии.

Цель работы: разработка математических моделей и методов для оптимизации электропотребления в автономных электрических системах, включающих возобновляемые источники энергии с возможностью ее аккумулирования.

Для достижения цели поставлены и решены следующие задачи:

1. Выполнить анализ потенциального и возможного к использованию запаса возобновляемых источников энергии для локального высокогорного региона Памир республики Таджикистан.
2. Разработать методы краткосрочного прогнозирования скорости ветрового потока и солнечной инсоляции общего применения.
3. Провести исследование режимов альтернативных источников энергии в виде солнечной фотоэлектрической и ветровой электростанций.
4. Выполнить анализ и разработать метод планирования и оптимизации режимов автономных электроэнергетических систем.
5. Для снижения числа трансформации напряжения, с целью повышение качества функционирования региональной автономной энергосистемы разработать новую концепцию электрической сети на напряжение 20 кВ.

Методы исследования: теория искусственных нейронных сетей; методы оптимизации на основе линейного программирования и продукционных правил; методы анализа и балансирования установившихся режимов системы с учетом накопителя энергии.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Обоснована необходимость прогнозирование ветровой и солнечной энергии с помощью искусственной нейронной сети и структурно-параметрической оптимизации модели для достижения наибольшей точности.
2. Выдвинута и проверена новая в данной предметной области гипотеза об использовании для краткосрочного прогнозирования данных не всего временного ряда, а только отобранных часов суток.
3. Предложены метод и алгоритм оптимального планирования энергопотребления на основе линейного программирования и правил продукций для минимизации финансовых расходов отдельных генерирующих потребителей.
4. Предложена новая радикальная концепция исполнения автономной электрической сети Памира с исключением излишних трансформаций энергий и совпадения основного напряжения 20 кВ сопредельного государства.

Практическая значимость и реализация работы:

1. Разработана программная реализация предложенного метода и алгоритма оценки погрешности прогноза скорости ветрового потока и солнечной инсоляции “Построение нейросетевых моделей для прогнозирования энергетического потенциала альтернативных источников энергии”.

2. Установлены оптимальные углы наклона по азимуту панелей солнечной фотоэлектрической станции (СФЭС) для каждого из сезонов.

3. Разработан программный продукт “Оптимизация режимов электропотребления автономной электрической системы с распределенной генерации”.

4. Представлены акты внедрения в промышленность в энергетическую компанию ОАО "Памирская Энергетическая Компания", в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета и Таджикского технического университета им. акад. М.С. Осими.

Положения, выносимые на защиту:

1. Оценка энергетического потенциала Республики Таджикистан, позволяющая предопределить возможности использования возобновляемых и альтернативных источников энергии.

2. Предложенный метод и алгоритм прогнозирования на основе адаптивных искусственных нейронных сетей для скорости ветрового потока и солнечной инсоляции повышает уровень достоверности результатов и как следствие уточняет прогноз мощности, вырабатываемой источниками энергии.

3. Обоснована и доказана целесообразность фиксированного положения фотоэлектрических панелей по азимуту для каждого из сезонов года, что позволяет повысить энергоэффективность солнечной станции.

4. Предложенный метод и алгоритм оптимального планирования электропотребления для определенного состава источников энергии позволяет снизить материальные и финансовые затраты электропотребителя.

5. Новая концепция конфигурация автономной энергетической сети на напряжении 20 кВ в исполнении самонесущих изолированных проводов

позволяет избежать неоправданных трансформаций, снизить ремонтно-аварийные затраты и обеспечивает совпадения с напряжением 20 кВ сопредельного государства.

Соответствие диссертационной работы паспорту специальности

Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы:

- пункт 6 – «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;
- пункт 8 – «Разработка методов статической и динамической оптимизации для решения задач в электроэнергетике»;
- пункт 13 – «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

Достоверность научных положений, полученных результатов и выводов подтверждается корректным использованием теории электроэнергетических систем, теоретических основ электротехники, статистических методов обработки данных, методов искусственного интеллекта в виде искусственных нейронных сетей с обучением, а также хорошей достоверностью метеорологических данных.

Прогнозные значения скорости ветрового потока и солнечной инсоляции на суточном интервале показали достоверность полученных результатов (0,6-1,7% для солнечной инсоляции, 20-28% для скорости ветра).

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных и всероссийских конференциях, научных семинарах и технических совещаниях:

- Международная научно-практическая конференция «Энергетика: состояние и перспективы развития», Таджикский технический Университет имени академика М.С. Осими, г. Душанбе 20 декабря, 2021 г.;

- Республиканская научно-практическая конференция «Наука – основа инновационного развития», Таджикский технический Университет имени академика М.С. Осими, г. Душанбе 27-28 апреля, 2021 г.;
- Первый Международный Научно-промышленный форум "Транспорт. Горизонты развития", г. Н. Новгород – Новосибирск, 25 – 28 мая 2021 г.;
- 2020 Ural Smart Energy Conference, USEC 2020, «Ural Smart Energy», Ekaterinburg, Russia, 13-15 November, 2020 г.;
- 20th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM-2019) June 29 - July 3, 2019 г., Erlagol (Altai Republic, Russia);
- XIV International scientific-technical conference “Actual Problems of Electronic Instrument Engineering”, APEIE-2018, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia 2-6 October, 2018 г.;
- Четырнадцатая международная научно-техническая конференция "Актуальные проблемы электронного приборостроения", АПЭП-2018, Новосибирский государственный технический университет, Новосибирск, Россия, 2-6 октября 2018 г.

Публикации. По материалам исследований диссертационной работы опубликовано 12 печатных работ, в том числе 3 работы в рецензируемых изданиях из перечня, рекомендованных ВАК Российской Федерации, 4 работы индексируются в наукометрических базах Web of Science и Scopus, 5 работ в прочих изданиях. Получены 2 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ. В работах, опубликованных в соавторстве, личный вклад автора составляет не менее 60 %.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего в себя 102 наименования и 2 приложений. Общий объем работы составляет 195 страниц, включая 51 таблицу и 100 рисунков.

ГЛАВА 1 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ И АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

1.1 Перспектива развития мировой электроэнергетики на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии

В последнее десятилетие истощение запасов ископаемого топлива и растущий спрос на электроэнергию являются важнейшими вопросами международной повестки дня. Современные энергетические системы переживают период серьезных изменений, связанных с переходом от централизованных, нисходящих структур с большой зависимостью от ископаемого топлива к распределенным, децентрализованным, экологически чистым энергетическим решениям в соответствии с Парижским климатическим соглашением 2016 года, направленным на борьбу с изменением климата, истощением природных ресурсов, а также энергетической безопасностью в национальном и континентальном масштабах, в связи с чем использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в качестве альтернативы традиционным, становится приоритетным направлением электроэнергетики [1-2].

Принимая "зеленые" решения по производству электроэнергии, исследователи делают все возможное, чтобы получить наиболее надежный и эффективный способ производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии. Так, повышенное внимание к технологиям использования возобновляемых источников энергии в таких крупных масштабах привело к постоянному снижению затрат на распределенные технологии производства, хранения и преобразования возобновляемой энергии [2-3]. Особенно подходящим как с технической, так и с экономической точек зрения становится использование ВИЭ для обеспечения электроэнергией отдаленных районов, функционирующих в автономном режиме, что в соответствии с Цели 7 устойчивого развития ООН (the UN's Sustainable Development Goal 7,) по

обеспечению всеобщего устойчивого доступа к надежным источникам энергии для населенных пунктов, удаленных от национальных сетей, за счет создания автономных, низковольтных, низкоинерционных местных сетей на базе возобновляемых источников энергии [2,4,5].

Массовое внедрение Microgrids достигло 1,4 ГВт в 2015 году и, как ожидается, увеличится до 8,8 ГВт к 2024 году [6]. Столь большой интерес обусловлен их потенциальным преимуществам с точки зрения содействия интеграции ВИЭ в существующие и новые энергетические системы: так называемая сеть микросетей с несколькими энергоносителями (МЕСМ) относится к взаимосвязанной энергетической системе, которая обеспечивает платформу для соединения различных энергетических векторов из различных источников для удовлетворения различных энергетических потребностей в отдаленных регионах и применима в различных секторах, включая коммерческий, промышленный и военный секторы, с учетом поставленных целей, типов нагрузки, географических и климатических условий. Модель МЕСМ расширяет концепцию оригинальных Microgrids, ориентированных на спрос на электроэнергию, со стремлением использовать взаимодействие между различными энергетическими векторами для удовлетворения почти всех энергетических потребностей сообществ, одновременно повышая устойчивость, надежность, эффективность и доступность возобновляемых источников энергии [7].

Электрификация подобных изолированных участков может быть обеспечена либо одним видом ВИЭ, либо гибридным ВИЭ, из которых наиболее распространенной комбинацией на сегодняшний день является солнечная фотоэлектрическая энергия в совокупности с источниками энергии ветра благодаря их взаимодополняемости. Однако хорошо известно, что схема генерации технологий, работающих на прерывистых источниках энергии, таких как солнце и ветер, может сильно, быстро и непредсказуемо изменяться в отличие от традиционных технологий, для которых генерация может быть скорректирована для получения определенного количества энергии в определенное время на основе колебаний спроса на электроэнергию. В результате

проблемы устойчивости сети ограничивают возможности использования данных возобновляемых энергоресурсов в масштабе, позволяющем достигнуть уровня их полного потенциала при отсутствии резервного питания на моменты времени, когда энергия ветра или солнца неожиданно становится недоступной, и/или без предоставления услуг по управлению энергопотреблением, которые позволяют сетевым операторам использовать более дешевую энергию, генерируемую вне пика потребления, для удовлетворения пикового спроса на электроэнергию [8-10].

Гидроэнергетика — это вид чистой возобновляемой энергии с мгновенной регулировкой мощности и гибкостью в хранении и сбросе. Взаимодополняющая работа гидро-ветро-фотоэлектрических гибридных электростанций становится все более актуальной для современных энергетических систем. Так, регионы, обладающие богатыми гидроэнергетическими ресурсами и условиями, допустимыми для выработки энергии ветровыми генераторами и фотоэлектрическими элементами, имеют огромный потенциал для развития современной энергетики. Однако и здесь существует проблема: в регионах, где энергоресурсы обычно находятся далеко от центров нагрузки, сохраняются барьеры, требующие передачи электроэнергии на большие расстояния, что подрывает экономическую целесообразность использования таких источников энергии, а сильные колебания, связанные с потоком и генерацией фотоэлектрической и ветровой энергии, приводят к неопределенности в дополнительных операциях и, как следствие, в силу непостоянного по своей природе характера генерации ВИЭ, очень важна система управления достаточно высокого уровня ее исполнения [11-15].

В связи с выше сказанным, возможные решения включают в себя:

- хранение энергии (например, накопление энергии на гидроэлектростанциях и сжатом воздухе, химические батареи и управление активной нагрузкой);
- географическую диверсификацию мест установки;
- сочетание источников энергии;

- применение высокоточных методов прогнозирования погоды и нагрузки [13].

Таким образом, оптимальное проектирование гибридной энергосистемы на возобновляемых источниках энергии – сложная задача, включающая в себя технико-экономическое обоснование, проектирование на основе моделей (model-based design), моделирование процессов (симуляцию), а также интеграцию нескольких гибридных возобновляемых источников энергии, гибридной системы хранения энергии и гибридного контроллера для автоматизации с целью обеспечения надежности электроснабжения [16].

На сегодняшний день генерация энергии за счёт возобновляемых источников энергии является наиболее быстро развивающимся направлением в энергетике [17]. Широкое применение данного вида энергии обеспечит стране энергетическую безопасность и определенную независимость от всемирной энергосистемы.

С каждым днём непрерывно растёт количество потребляемой энергии в мире. Также увеличивается доля использования ВИЭ, которая в 2019 году выросла на 1% и составила 26% от общего производства электроэнергии [18]. Рост в основном связан с появлением новых ветровых и солнечных электростанций, развитием науки и хозяйства в данном направлении, стремлению перейти к экологически чистому «топливу», а также с повышением за последние годы инвестиционных затрат на развитие солнечной и ветровой энергетики. Доля производства электричества от ВИЭ на начало 2020 года представлена на рисунке ниже (рис. 1.1).

Энергообеспеченность населения напрямую воздействует на его качество жизни. Традиционные первичные ресурсы энергии всегда располагались по земному шару неравномерно: одни страны «избыточно» обеспечены ими, другие же вынуждены их покупать и импортировать. Данная рыночная связь не даёт ощущение энергетической безопасности. Возобновляемая энергетика способна обеспечить энергетическую безопасность страны и покрыть дефицит электроэнергии за счёт возобновляемых источников в следствии того, что данные

источники энергии расположены по всему миру более равномерно. По причине этого большинство стран имеют одинаковые условия.

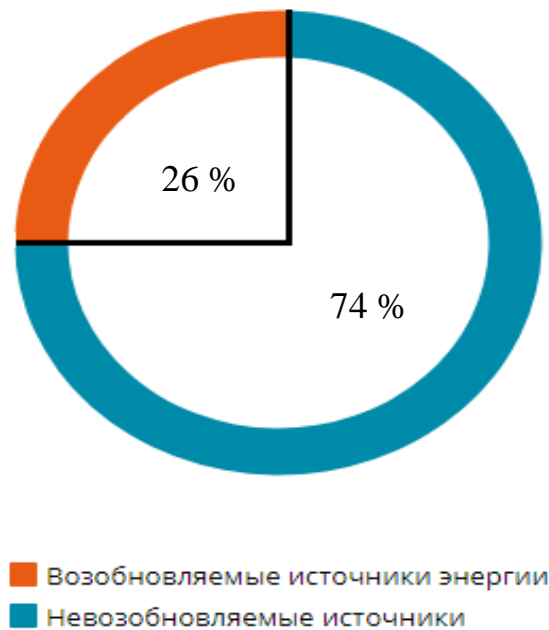


Рисунок 1.1 - Доля ВИЭ в производстве электричества на начало 2020 года

Стоит понимать, что последствия загрязнения окружающей среды по причине сжигания углеродного топлива в процессе использования традиционной энергетики составляет около 50% от всех вредных выбросов в атмосферу, из-за жизнедеятельности человека, тогда как нетрадиционная энергетика привлекает своей почти абсолютной чистотой.

Можно утверждать, что грядёт неминуемая структурная перестройка по причине высокого темпа в развитии новых технологий в энергетике. Весомым толчком к этому пути ведёт истощение традиционных запасов топлива, заметное удорожание цен на энергоносители. Всё вышесказанное доказывает то, что необходимо предпринимать меры по адаптации к новым технологиям и разрабатывать новейшие, экологически чистые и эффективные способы преобразования энергии, включая ВИЭ.

Уже сейчас принято считать, что в некоторых случаях нетрадиционная энергетика может сильно конкурировать с традиционными источниками энергии.

С каждым годом увеличивается потенциал технико-экономических показателей использования возобновляемых источников энергии, уменьшаются капитальные затраты на строительство энергогенерирующих комплексов, поэтому цена на установленный киловатт мощности снижается. Стоит отметить, что затраты на эксплуатацию для ВИЭ, как правило, весьма малы и с ростом прогресса в технологиях снижается цена на получение энергии от альтернативных источников, в то время как цены на энергию от традиционных источников энергии постоянно растут. Также использование ВИЭ у потребителей снизит потери энергии, что приведёт к снижению тарифа на электроэнергию. Все это вызывает большое беспокойство человеческой цивилизации в связи с исчерпанием возможности использовать все традиционные энергетические ресурсы. [19, 20].

Гидроэнергетические ресурсы. В последнее время малая гидроэнергетика играет заметную роль в разных регионах мира. Европейский союз за последние десять лет удвоил долю возобновляемых источников, включая малые ГЭС, в энергобалансе. Малые, мини- и микро- ГЭС достаточно интенсивно строятся и в ряде развивающихся стран. В Китае, например, их установленная мощность составляет 46% общей мощности, в Японии — 6%. В Австрии эксплуатируется 1900 малых ГЭС с суммарной годовой выработкой около 4000 Квтч, что позволяет обеспечивать электроэнергией более миллиона домашних хозяйств [21]. В Швеции действует 1350 малых ГЭС, которые вырабатывают 10% необходимой стране электроэнергии, в Китае действует около 83 тысяч малых ГЭС.

Анализируя вышесказанное, можно предположить, что малая гидроэнергетика будет оставаться одним из самых главных и конкурентоспособных возобновляемых источников энергии.

Энергия ветра. Согласно предварительным статистическим данным, опубликованным 2019 года Всемирной Ветроэнергетической Ассоциацией (World Wind Energy Association, WWEA), общая мощность всех ветряных турбин,

установленных в мире к концу 2018 года, достигла 597 ГВт. 50,1 ГВт были добавлены в 2018 году, что несколько меньше, чем в 2017 году, когда было установлено 52,5 ГВт. 2018 год был вторым годом подряд с ростом числа новых установок, но с меньшими темпами в 9,1% после роста на 10,8% в 2017 году. Все ветряные турбины, установленные к концу 2018 года, могут покрыть почти 6% глобального спроса на электроэнергию [22].

Было время, когда большинство европейских стран демонстрировали слабую динамику развития ветровой энергетики, включая Германию, Испанию, Францию и Италию. Наряду с этим, устойчивый и даже более сильный рост наблюдался в таких странах, как Китай, Индия, Бразилия, на многих других азиатских рынках, а также в некоторых африканских странах. Крупнейшим рынком ветроэнергетики выступает Китай, который установил дополнительную мощность ветроустановок в 21 ГВт и стал первой в мире страной с установленной мощностью ветроэнергетики более 200 ГВт, по сравнению с 2017 г, когда было установлено всего 19 ГВт. В настоящее время Китай продолжает быть бесспорным мировым лидером в области ветроэнергетики, поскольку ее суммарная установленная мощность составляет 217 ГВт и продолжает быстро увеличиваться.

На втором по величине рынке США выросли новые мощности с 6,7 ГВт в 2017 году до 7,6 ГВт в 2018 году, несмотря на менее амбициозные национальные, климатические и энергетические цели. Это позитивное развитие является результатом не только экономики ветроэнергетической отрасли, но также сильной всесторонней поддержки государственного и муниципального уровней. В ближайшее время США с мощностью более 100 ГВт станут второй после Китая страной по установленной мощности от ветростанций. Из ведущих рынков США (добавлено 7,6 ГВт, достигнув 96 ГВт), Германия (3,1 ГВт, в целом 59 ГВт), Индия (2,1 ГВт, 35 ГВт), Великобритания (2,9 Гигаватт, 20,7 ГВт), Бразилия (1,7 ГВт, 14,5 ГВт) и Франция (1,5 ГВт, 15,3 ГВт) - все отметили существенное рост, хотя в некоторых случаях значительно выше, в других значительно ниже, чем в предыдущем году.

Без сомнения, аукционы и тендеры являются важным элементом распределения мощностей. Однако то, как правительства выбирают механизмы поддержки и распределения для возобновляемых источников энергии и энергии ветра, зависит от рыночных условий и структуры энергетического рынка (например, интеграция, механизм ценообразования и так далее).

В некоторых странах и регионах мира ветер стал одним из крупнейших источников электроэнергии. Доля ветровой энергии высока в следующих странах:

- Дания: 21%
- Португалия: 18%
- Испания: 16%
- Германия: 9%

Ресурсы солнечной энергетики. Как известно, каждый квадратный метр земной поверхности получает энергию Солнца, мощность которой составляет от около 100 Вт в пасмурный зимний день до более 1000 Вт в ясный день вблизи экватора. Солнечная энергия, поступающая на Землю, как заявляют ученые, превышает все потребности человечества в энергии примерно в 10 тыс. раз. Если хотя бы 0,7% земной поверхности покрыть солнечными батареями с КПД всего 10%, то энергия, полученная из этой поверхности, способна обеспечить потребности всего человечества более чем на 100% [23].

Быстро развивающийся глобальный фотоэлектрический рынок постоянно требует технологий, которые являются более эффективными и экономичными, чтобы конкурировать с традиционными источниками энергии, а также с другими возобновляемыми источниками энергии. За последнее десятилетие солнечные панели благодаря различным инновационным подходам существенно улучшились с точки зрения их эффективности и выходной мощности. Значение эффективности кремниевых солнечных элементов все более близко приближается к максимально достижимому пределу в 29,4%, или так называемому пределу Оже. Значения эффективности, превышающие 22%, которые были возможны только с лабораторными солнечными батареями десять лет назад, сегодня могут быть

достигнуты с помощью промышленно изготовленных клеточных конструкций, тогда как прототипы ячеек уже достигают значений выше 26%. Кроме того, в отличие от прошлого, где основное внимание было уделено повышению эффективности и снижению затрат, сегодня производители изучают общую стоимостную цепочку создания от поликремния до киловатт-часа (конечные пользователи). Особые инновации поднимают планку для солнечной энергетики с точки зрения выходной мощности, повышения эффективности, качества, надежности производства и повышения производительности системы [24].

Хотя рынок солнечной энергии вырос незначительно, всего на 4%, этого было достаточно, чтобы снова превзойти любые другие технологии производства электроэнергии в прошлом году. Было задействовано больше солнечных фотоэлектрических систем, чем всё ископаемое и ядерное топливо вместе взятые. Солнечная энергия также добавила больше мощности, чем все возобновляемые источники энергии, включая большие гидроэлектростанции, и в два раза больше, чем энергия ветра.

Причиной предпочтения солнечной энергии другим технологиям была, среди прочего, крутая кривая снижения затрат по ней, которая продолжает уменьшаться. В настоящее время стоимость генерации солнечной энергии ниже, чем для вновь строящихся атомных и тепловых электростанций. А также может быть ниже стоимости ветровой энергии для некоторых регионов.

В целом цены на солнечную энергию в развивающихся странах намного выше, чем в странах со стабильными условиями политики и высокими кредитными рейтингами. Но при поддержке международных кредиторов, таких как институты финансового развития, проектные риски могут быть значительно снижены в развивающихся странах. Одной лишь низкой стоимости генерации недостаточно для содействия росту; для этого также необходимы правильные политические рамки и проекты энергетического рынка.

Развитие солнечной энергетики для каждой страны имеет большое значение. Так как солнечная энергетика относится к сфере высоких технологий,

ее развитие способствует увеличению научного потенциала государства, созданию рабочих мест в передовой отрасли.

2.2 Энергетический потенциал возобновляемых и альтернативных источников энергии республики Таджикистан

Республика Таджикистан – государство в Центральной Азии, расположенное в предгорьях Памира и не имеющее выхода к морю. Это наименьшее по площади государство Средней Азии. Граничит с Узбекистаном на западе и северо-западе, с Киргизией – на севере, с Китаем - на востоке, с Афганистаном – на юге (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 - Географическое расположение Таджикистана

Таджикистан имеет большой теоретический потенциал по добыче углеродного топлива, но из-за сложности в его добыче реальный потенциал во много раз ниже. Большая часть территории имеет горный рельеф.

Как и во всём мире, в Таджикистане освоение и применение возобновляемых источников энергии является одним из стратегических приоритетов развития энергетики.

Для разработки стратегии развития ВИЭ и, самое главное, для их эффективного использования необходимо знать их реальные возможности и реальный потенциал.

В Таджикистане имеется достаточное количество всех видов возобновляемых источников энергии. Наиболее изученной из них и давно применяемой является гидроэнергия.

Состояние и перспективы использования гидроэнергетики. Таджикистан в мире является одним из лидеров по запасу гидроэнергоресурсов. В мире он занимает восьмое место по абсолютным запасам гидроэнергии после Китая, России, США, Бразилии, Заира, Индии и Канады, первое место - по удельным запасам на единицу территории, третье - по удельным запасам на душу населения и также третье по потенциальному экспорту. По всем показателям Таджикистан занимает первое место в Центральной Азии, а после России он на втором месте в Странах Независимых Государств. Таджикистан с небольшой территорией и численностью населения обладает 4% от общемирового гидроэнерго-потенциала. Гидроэнергетический потенциал Таджикистана оценивается в 527,06 млрд. кВт·ч в год, а технический доступный и экономический целесообразный потенциал составляет 317 млрд кВт·ч в год, из которых пока реализованы лишь 5 % [25, 26, 27].

Большой гидроэнергетический потенциал Таджикистана обусловлен природными условиями, так как 93% его территории составляют горы, и большим количеством рек. Реки практически равномерно распределены по территории страны, а их численность составляет 947 штук [27, 28].

Гидроэнергетический потенциал Таджикистана показан на рис. 1.3.

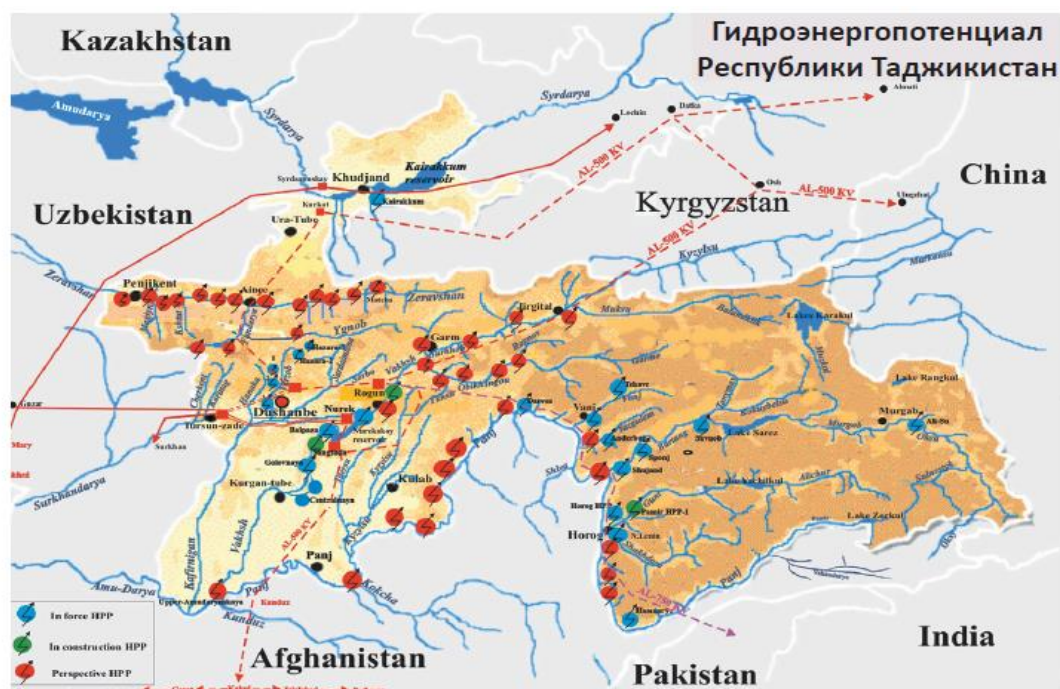


Рисунок. 1.3 - Гидроэнергетический потенциал Таджикистана.

Потенциальные запасы бассейнов рек Республики Таджикистан приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Потенциальные запасы гидроэнергоресурсов Таджикистана

Бассейны рек	Среднегодовая мощность, тыс. кВт.	Среднегодовая энергия, млрд. кВт.ч.	Доля в общем объеме, %
Пяндж	14030	122,90	23,2
Гунт	2260	19,80	3,73
Бартанг	2969	26,01	4,93
Ванч	1191	10,34	1,96
Язгулем	845	7,40	1,39
Кызыл-Су	1087	9,52	1,78
Вахш	22670	251,15	48,00
Кафирниган	4249	37,22	7,00
Оз. Кара-Куль	103	0,90	0,17
Сурхан-Дарья	628	5,50	1,03
Зеравшан	3875	33,94	6,38
Сыр-Дарья	260	2,28	0,43
Итого	60167	527,06	100,00

Анализирую таблицу, можно сделать вывод, что река Вахш имеет в себе около половины гидроэнергетического ресурса страны, река Пяндж – почти 25 %, а все остальные реки примерно 25 % гидроэнергоресурсов. Меньшим количеством гидроресурсов обладает бассейн реки озера Кара-Куль в Памире [28, 29, 30].

Самым большим объектом гидростроительства в настоящее время является р. Вахш. Суммарная водосборная площадь бассейна р. Вахш составляет примерно 40 тыс. км², валовой сток реки составляет 30,8 кубометров. Потенциальный гидроэнергоресурс реки составляет 28,6 млн. кВт при среднегодовом выработке свыше 250 млрд. кВт·ч. В р. Вахш построены следующие гидроэлектростанции: Нурекская (3000 МВт), Байпазинская (600 МВт), Сангтудинская-1 (670 МВт), Сангтудинская-2 (220 МВт), Головная (240 МВт), Перепадная (30 МВт), Центральная (15 МВт).

На данный момент самой мощной ГЭС в Таджикистане является Нурекская гидроэлектростанция. Она производит около 75% всей выработки электроэнергии республики и составляет 11,4 млрд.кВт/ч. Водохранилища Нурекской ГЭС с уникальной 300-метровой плотиной с полезным объемом 4,5 млрд. кубометров позволяет производить суточное, недельное и месячное регулирование стока реки. При завершении строительства Рогунской ГЭС возможно создание водохранилища с годовым регулированием стока р. Вахш [25, 31, 32]. Мощность ГЭС Таджикистана показана на рисунке 1.4.

В регионах Северного Таджикистана дела обстоят иначе. На сегодняшний день оросительная способность Сыр-Дарьи по естественному режиму практически уже исчерпана. Для дальнейшего расширения возможностей орошения нужно соорудить ряд гидроузлов ирригационно-энергетического предназначения.

Есть все основания полагать, что основным видом энергии для Республики Таджикистан является гидроэнергия. В связи с этим возникает задача разумного и комплексного использования гидроэнергетических ресурсов Таджикистана как наиболее богатого энергоресурсами среди стран региона ЦА.



Рисунок 1.4 - Мощность гидроэлектростанций в Таджикистане

Самые мощные и крупные гидроэлектростанции региона ЦА имеют все основания быть построенными на реках Вахш и Пяндж. Орографические условия территории Таджикистана позволяют соорудить гидроэлектростанции с большим объемом водохранилищ. Поэтому дальнейшее исследование гидроэнергетических ресурсов Таджикистана является важной и актуальной задачей, необходимой для успешного развития производительных сил Таджикистана и всей Центральной Азии.

Состояние и перспективы использования солнечной энергии. В настоящее время в Таджикистане нет промышленного использования потенциала солнечной энергии. Тем не менее, особенности климатического расположения данной территории достаточно благоприятны для применения солнечной энергии. Обширное использование солнечной энергии в Таджикистане позволило бы обеспечить четверть государственного спроса на электроэнергию. По оценке

научных исследований, годовой потенциал солнечной энергии оценивается в 25 млрд. кВт·ч. Огромная доля потенциала не эксплуатируется, тем не менее, Таджикистан рассматривает варианты использования части из своих солнечных ресурсов для нагрева воды [33, 34].

Значение суммарной солнечной инсоляции при благоприятной погоде достигает 800-900 Вт/м² или 8,500-9,000 МДж/м². Интенсивность прямой солнечной радиации изменяется от 1,30 до 1,7 кал/см²/мин. Данные значения намного выше в горных территориях, особенно на Восточном Памире, где имеется ограниченная возможность в использовании гидроресурсов.

Меньшая продолжительность солнечного сияния отмечается в горных районах, где преобладает пасмурная погода в течение года и закрытый рельефа (Дехауз - 2097 часов, ледник Федченко - 2116 часов). Наибольшая продолжительность солнечного сияния (более 3000 часов в год) наблюдается на юге страны (Пяндж - 3029 часов) и на Восточном Памире (озеро Каракуль - 3166 часов). Эти территории являются наиболее подходящими для использования солнечной энергии [33].

Благодаря расположению Таджикистана в зоне «мирового пояса», между 37-мью и 41-го градусами северной широты, количество солнечных дней в году колеблется от 275 до 310, продолжительность солнечного сияния 2100-3166 часов в год.

Общая продолжительность солнечного сияния по результатам измерений некоторых метеостанций, такова:

- метеостанция «Дехавз» - 2097 часов (в верховьях р. Зарафшана на высоте 2500 метров);
- метеостанция «Ледник Фадченко» - 2217 часов на высоте 4169 метров;
- метеостанция «Пяндж» - 3029 часов на южной части Республики;
- метеостанция «Каракуль» - 3166 часов в горной системе Памир.

Специалисты утверждают, что в течении 10 месяцев в году 60-80% потребностей страны могут быть обеспечены солнечной энергией. Если

произвести пересчёт на условное топливо, то это составляет около 400 тысяч тонн условного топлива, что эквивалентно 460 млн. м³ газа или 528 тыс. тонн мазута.

В таблице 1.2 представлена информация о суммарной солнечной радиации в основных городах Таджикистана с разбивкой по месяцам.

Таблица 1.2 - Солнечная суммарная месячная радиация в основных населённых пунктах Таджикистана, Вт/м²

Населённые пункты	месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Душанбе	99	131	173	220	290	331	335	299	249	173	115	82
Худжанд	99	127	169	239	310	339	327	295	248	169	105	75
Курган-Тюбе	100	121	173	220	290	335	327	295	237	169	115	78
Куляб	99	131	169	239	290	331	335	299	249	173	117	81
Регар	99	131	169	239	290	331	335	299	249	173	117	84
Яван	99	131	169	239	290	331	335	299	249	173	117	84
Шаартуз	99	123	173	220	290	338	327	295	237	170	115	84
Нурек	99	131	169	220	290	331	335	299	249	175	117	87
Канибадам	99	125	173	239	310	335	327	295	245	169	105	70
Ура-Тюбе	99	131	169	220	290	331	335	299	249	173	117	82
Пенджикент	99	131	169	220	290	331	335	295	249	173	117	82
Хорог	114	146	201	241	316	355	345	310	263	178	119	91
Дангара	99	131	169	239	290	331	335	299	249	175	117	82
Джиргаталь	114	146	187	267	316	355	345	310	263	177	119	81
Комсомолабад	99	131	169	239	290	331	335	299	247	173	117	82
Гарм	99	131	169	239	290	331	335	299	247	173	117	82
Нау	99	125	173	241	313	335	327	295	248	169	105	69
Исфа	99	131	169	239	290	331	335	299	249	173	117	82

По результатам научных исследований показатели интенсивности прямой солнечной радиации на территории Таджикистана в летний период времени имеют значения от 10,3 кВт·ч/м², а в зимний до 5,9 кВт·ч/м².

Помимо астроклимата и наличия облачности в условиях высокогорья, продолжительность солнечного сияния зависит еще от экспозиции склонов и степени закрытости горизонта окружающими хребтами. В узких долинах и на крутых склонах число часов солнечного сияния снижается. Весной, по сравнению с горизонтальной поверхностью, северные склоны крутизной 10° и 30° получают

радиацию на 10-15 и 15-20% меньше соответственно [35]. Суммарное значение, приходящее на горизонтальную поверхность, в летние дни схоже со значением суммарной прямой радиацией. Теоретически, солнечное облучение горизонтальной площадки в ясный день на средней широте Таджикистана (39°с.ш.) имеет значения, показанные в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Теоретические параметры солнечного облучения горизонтальной площадки на поверхности Земли на широте Таджикистана

Значение солнечного облучения	месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
МДж/м ² .сут.	13	15	20	25	27	28	26	25	19	15	12	11
Вт/м ² .ср.сут	150	174	231	289	312	324	301	289	220	174	139	127

Данные по наблюдению гидрометеостанций приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Солнечная радиация в основных населённых пунктах Таджикистана

Вт/м ²	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Мин.	85	119	158	214	280	331	327	295	237	169	105	70
Средн.	92	126	165	230	285	335	333	299	249	172	115	81
Макс.	96	137	187	320	304	350	340	305	258	172	114	86

По причине малого изучения солнечной энергии в Таджикистане оценить реальный экономический потенциал проблематично.

Из-за сложности рельефа республики солнечная энергия не в состоянии экономически конкурировать с гидроэнергией. Однако неприемлемо недооценивать её значение в социально-бытовой сфере. Большими преимуществами солнечной энергии для этого сектора является отсутствие необходимости развития линий электропередач, быстрота освоения и нацеленность на индивидуальных потребителей. Сегодня в Таджикистане, в первую очередь, востребован потенциал солнечной энергии именно осенне-

зимнего периода, так как выработка на ГЭС снижается и из-за этого происходят частые перебои в энергоснабжении вплоть до отключения потребителей [36].

В соответствие со всеми этими данными ресурсы солнечной энергии в Таджикистане могут быть оценены следующими величинами:

- валовой потенциал – 1822894 МВт = 4790,6 млн. т.у.т./год;
- технический потенциал – 1493,7 МВт = 3,92 млн. т.у.т./год;
- экономический целесообразный потенциал – 545,2 МВт = 1,43 млн. т.у.т./год.

Состояние и перспективы использования ветровой энергетики.

Известно, что распределение потенциала ветровой энергии на территории Таджикистана является неравномерным. Средняя годовая скорость ветрового потока на территории республики на высоте 10 метров над землёй 4,1-4,8 м/с наблюдаются только в горах и на перевалах. Основные районы имеют несколько меньшую среднегодовую скорость ветра: 2,0-3,7 м/с.

Потенциальную энергию ветра можно оценить только грубо приближенно, по доле ее площади в общей поверхности земли.

Технический целесообразный потенциал энергии ветра можно оценить исходя из условий ее размещения – на территории, пригодной для проживания, которая составляет 7% общей территории страны. Экономически ветроэнергетика сегодня в Таджикистане также, как и солнечная, не может конкурировать с действующей гидроэнергетикой. Поэтому, ветроэнергетика сегодня может быть востребована в первую очередь в социально-бытовой сфере. В этих условиях также, как и в случае с солнечной энергетикой, можно говорить не об экономической эффективности, а только о социально-экономической целесообразности ветроэнергетики [20].

С учетом этого получаем, что ресурсы ветровой энергетики в Таджикистане могут быть оценены следующими величинами:

- валовой потенциал – 62214,6 МВт = 163 млн. т.у.т./год;
- технический потенциал – 3852,7 МВт = 10,12 млн. т.у.т./год;

- экономический целесообразный потенциал – 1926,35 МВт = 5,06 млн. т.у.т./год.

Перспективы использования геотермальной энергии. В Таджикистане имеется большое количество термальных вод. Большая доля источников расположена на территории Памира.

Опыт других стран показывает, что термальные воды представляют интерес для выработки электроэнергии только если их температура не ниже 150°C, и даже 300°C.

Для отопления представляют интерес термальные водные источники с температурой более 60°C.

Оставшиеся источники термальной энергии можно использовать только для теплового водоснабжения и отопления. При использовании относительно нового оборудования, например, тепловых насосов, в этом случае можно использовать все низкопотенциальное тепло геотермальных источников, имеющих температуру воды выше 15°C.

В таблице 1.5 указаны геотермальные ресурсы Таджикистана.

Таблица 1.5 - Теплоэнергетические ресурсы Таджикистана

N	Источник, скважина	Температура, С ⁰	Ресурсы теплоэнергии,				
			Дебит, л/с	Ккал/сек	Гкал/год	кВт.ч/сек	млн. кВт.ч/год
Центральный Таджикистан							
1	Ходжа-Обигарм	98	1.50	124.50	3926.23	0.145	4.57
2	Тамдыкуль	88	0.65	47.45	1496.38	0.055	1.74
3	Ховатаг	55	11.70	468.00	14758.85	0.544	17.16
4	Оби-Гарм	53	14.80	562.40	17735.85	0.654	20.62
5	Обисафет	51	12.00	432.00	13623.55	0.502	15.84
6	Гармова	42	1.30	35.10	1106.91	0.041	1.29
7	Явроз	41.5	9.00	238.50	7521.34	0.277	8.75
8	Яманкырчин	33	3.00	54.00	1702.94	0.063	1.98

Памир							
9	Каук	76	4.00	244.00	7694.78	0.284	8.95
10	Иссыкбулак	71	1.50	84.00	2649.02	0.098	3.08
11	Джиланды	67.5	5.60	294.00	9271.58	0.342	10.78
12	Токузбулак	66	2.00	102.00	3216.67	0.119	3.74
13	Элису	63.5	1.50	72.75	2294.24	0.085	2.67
14	Джартыгумбез	62.5	3.50	166.25	5242.86	0.193	6.10
15	Гармчашма	60	1.50	67.50	2128.68	0.078	2.48
16	Лангар	49	1.50	51.00	1608.34	0.059	1.87
17	Ямчин	43	3.00	84.00	2649.02	0.098	3.08
18	Кокбай	40	4.00	100.00	3153.60	0.116	3.67
19	Бахмыр	38	0.40	9.20	290.13	0.011	0.34
20	Кызылрабат	38	1.60	36.80	1160.52	0.043	1.35
21	Джаушангоз	36	10.00	210.00	6622.56	0.244	7.70
22	Ширгин	35	6.00	120.00	3784.32	0.140	4.40
23	Шахдара	35	12.00	240.00	7568.64	0.279	8.80
24	Авдж	34	4.20	79.80	2516.57	0.093	2.93
25	Койтезек	33	1.50	27.00	851.47	0.031	0.99
26	Сасыкбулак	32	2.00	34.00	1072.22	0.040	1.25
27	Ханюлы	32	5.70	96.90	3055.84	0.113	3.55
28	Даршай	31	2.30	36.80	1160.52	0.043	1.35
Сумма				4118.0	129863.7	4.8	151.0

По данным из таблицы 1.5 получаем, что ресурсы геотермальных источников в Таджикистане могут быть оценены следующими величинами:

- валовой потенциал – 17,2 МВт = 0,045 млн. т.у.т./год;
- технический потенциал – 17,2 МВт = 0,045 млн. т.у.т./год;
- экономический целесообразный потенциал – 17,2 МВт = 0,045 млн. т.у.т./год [37].

Тренды развития возобновляемой энергетики в Таджикистане.

Республика Таджикистан обладает весьма большой мощностью источников генерации за счет возобновляемых и нетрадиционных источников энергии. Это обусловлено тем, что в республике практически отсутствуют источники

углеводородного способа генерации энергии, так как нефть, газ и уголь имеются, но в очень небольших количествах.

Одним из значимых аспектов возобновляемых источников энергии является величина их доступности для использования. Очевидно, что не вся энергия и её запасы в Республике Таджикистан могут эффективно использоваться в промышленности и быту.

Общие гидроэнергетические ресурсы Таджикистана с учетом малых водотоков составляют 69625 МВт в год. Это возможный потенциал водной энергии. Реально в настоящее время используется 2785 МВт/час. Таким образом, экономически целесообразная и технически доступная часть энергии воды составляет 24%, что составляет 16710 МВт. Большое значение имеет проектирование и установка малых ГЭС, так как многие районы Республики расположены вдали от верхних истоков рек с большим потенциалом [30].

Энергетические ресурсы солнечной энергии для всей территории Таджикистана составляют 1800 МВт за счет солнечной радиации без учета увеличения высоты над уровнем моря. Очевидно, что общий энергетический потенциал солнечной энергетики полностью использоваться не может. Обжитая территория Таджикистана - 10296 км², что составляет 7% общей территории. При этом вся обжитая территория также не может быть использована для получения энергии за счёт солнечного облучения. Расчеты показывают, что площадь покрытия равна примерно 0,1% от обжитой территории, что составляет 10,29 км², с которой технически можно получить 700 МВт электрической энергии. Однако экономически целесообразно использовать примерно 42% от технически доступной мощности; таким образом, доступная и экономическая целесообразная мощность солнечной энергетики составляет в настоящее время 13% от всего солнечного энергетического потенциала [35].

Энергетический потенциал ветровой энергии для всей территории Таджикистана, с учетом различных высот над уровнем моря, составляет 29000 МВт. Общетеchnический потенциал ветровой энергии, который мог бы быть реализован, основываясь на труднодоступности территории, составляет около

2840 МВ. Целесообразно устанавливать ветряные станции в горных районах, где скорость ветра превышает 15 м/с, например, территория Памира, которая наделена высоким потенциалом ветровых ресурсов [36].

В связи с неоднородностью заселения Республики Таджикистан можно сделать вывод, что целесообразным и эффективным способом обеспечения качественным энергоснабжением будет установка малых станций СЭС, ВЭС и ГЭС с накопителем энергией.

2.3 Основные черты автономной электрической системы Памира

Открытая Акционерная Холдинговая Компания (ОАХК) «Барки Точик» — государственная национальная энергетическая компания, которая осуществляет эксплуатацию и контролирует режимы электрических станций и сетей, а также выработку, доставку энергии на расстояние и распределение электроэнергии в Таджикистане. Исключение составляет Горно-Бадахшанская автономная область, система электроснабжения которой функционирует на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии. Данная область в 2002 г. перешла от компании «Барки Точик» под контроль частной электрокомпании «Памир Энерджи» на срок 25 лет на основе концессионного соглашения и начала функционировать изолированно (автономно) от основной энергосистемы Таджикистана.

В настоящее время в ведении «Памир Энерджи» находится 11 гидроэлектростанций, из которых более крупные - ГЭС «Памир-1» и «Хорог», а также 9 малых ГЭС общей установленной мощностью 43,5 МВт, что наглядно отражено в таблице 1.6. Три ГЭС из вышперечисленного списка (ГЭС «Памир-1», ГЭС «Хорог», ГЭС «Намангут») работают на сеть (на общую нагрузку), причем ГЭС «Памир-1» и ГЭС «Хорог» находятся в каскаде на р. Гунт, а ГЭС «Намангут» находится на другой реке - р. Пяндж. Все остальные из 11 станций функционируют в автономном режиме в отдельных районах.

В данной электрической системе используются линии электропередачи напряжением 35/10/0,4 кВ, общая протяженность которых составляет 2609 км. Для малых гидроэлектростанций Памира в зимние месяцы характерна недостаточная обеспеченность водными ресурсами, поэтому гидроэлектростанции, работая в заданном нагрузкой графике, используют естественный расход воды без перераспределения в суточном интервале. В связи с этим в зимний период ГЭС не могут покрывать максимальные нагрузки суточного графика в часы утреннего и вечернего максимумов. В зимнее время, когда во всех районах Памира наблюдается максимальный спрос на электроэнергию, малые ГЭС, не имеющие водохранилищ большой емкости, дают почти минимальную мощность [38, 39, 40].

На рисунке 1.5 для наглядности представления территориального расположения генерирующих узлов приведено географическое расположение станций в энергосистеме Памира

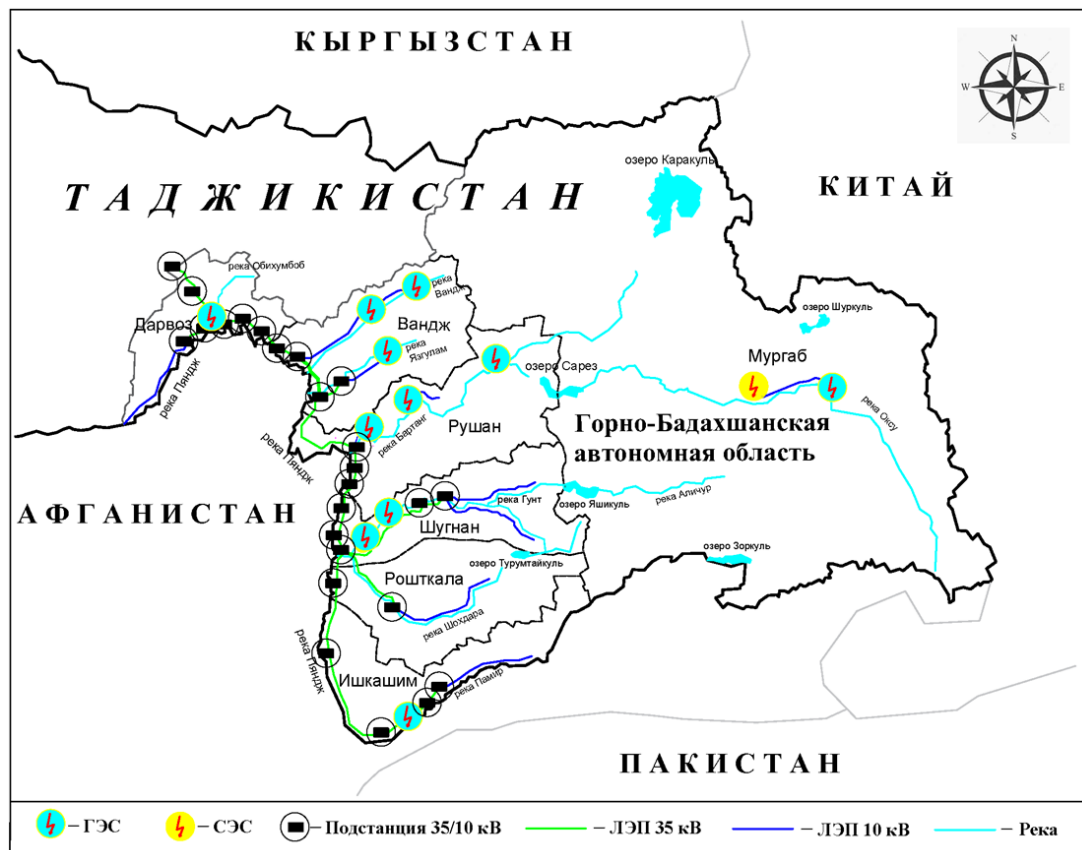


Рисунок 1.5 - Географическое расположение ЭЭС Памира

Таблица 1.6 - Сведения о малых ГЭС, расположенных на территории ГБАО

№ п/п	Наименование ГЭС	Установленная мощность, кВт	Количество гидроагрегатов	Расчетный напор, м	Расход воды через агрегат, м ³ /с
1	ГЭС Памир-1	28000	4	79,6	10,1
2	ГЭС Хорог	9000	5	59	3,55
3	ГЭС Намадгут	2500	2	36	3,5
4	ГЭС Ванч	1200	2	21,5	3,5
5	ГЭС Ак-Су	640	2	9	5
6	ГЭС Шуджанд	832	2	10	5,5
7	ГЭС Савноб	80	1	72	0,1
8	ГЭС Сипондж	160	2	130	0,31
9	ГЭС Андарбак	300	1	23	1,8
10	ГЭС Техарв	360	1	110	0,59
11	Калаи-Хумб	208	2	10,8	1,55

Благодаря эффективным и экономичным возобновляемым источникам энергии автономное электроснабжение региона может быть обеспечено путем формирования гибридной энергосистемы ГЭС/ВЭС/СЭС/НЭ системы, в которой для оптимального сочетания различных возобновляемых источников энергии используются методы технико-экономического анализа. ГБАО была рассмотрена в данной работе в качестве примера при разработке оптимизационной модели электропотребления такой автономной гибридной ЭС (рисунок 1.6).

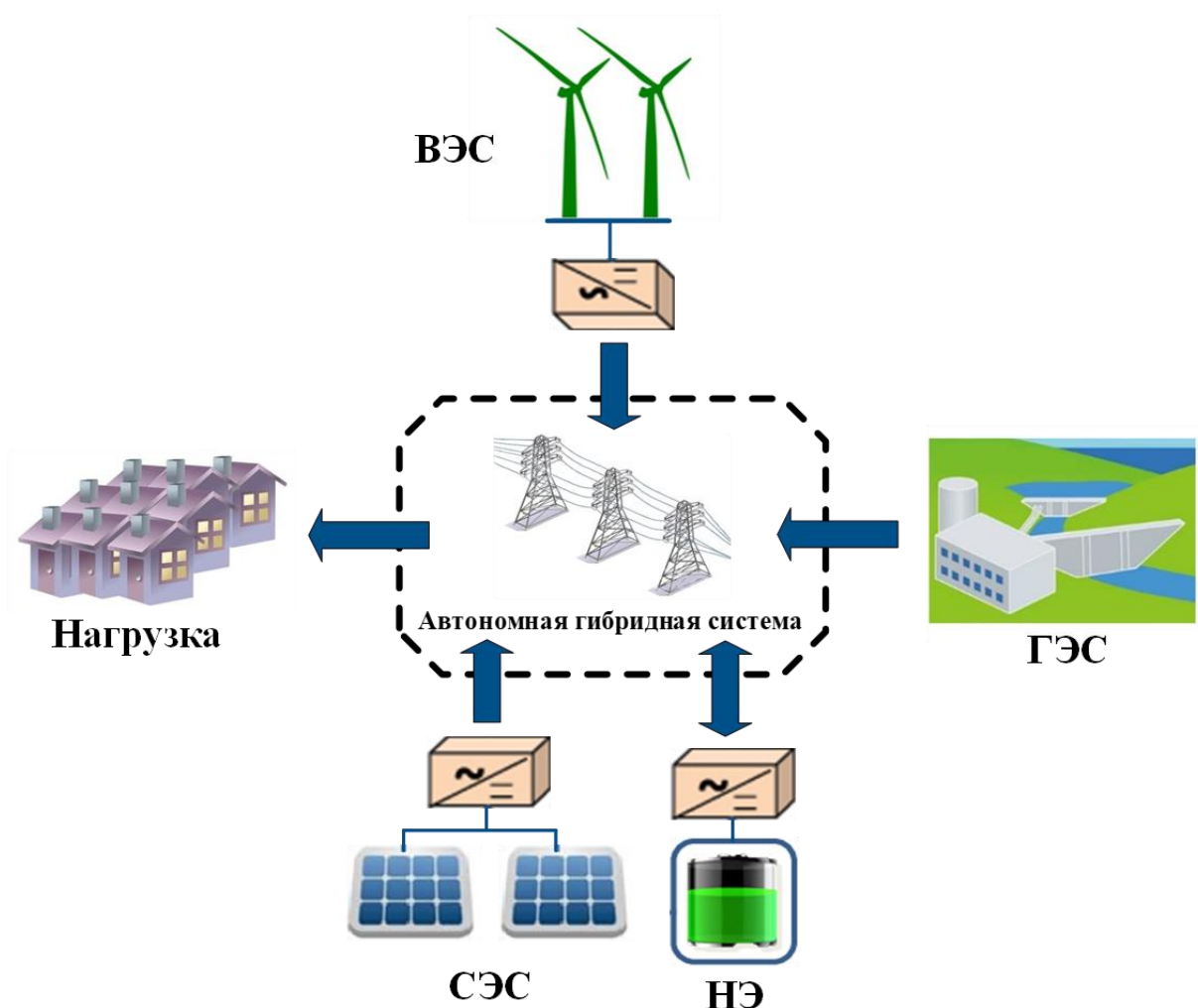


Рисунок 1.6 - Гибридная электрическая система

Оценка энергетических ресурсов региона Памира Республики Таджикистан. Памир - один из наиболее богатых регионов Таджикистана по гидроэнергетическим запасам энергии. На территории региона сконцентрированы запасы энергии, которые оцениваются в 32,5 млрд кВт·ч. Однако в настоящее время используется примерно 0,6% этого потенциала. Низкая освоенность свидетельствует о слабом уровне экономического развития и большом потенциале роста в будущем для данного региона. Открытые гидроэнергетические ресурсы малых рек и водотоков края настолько велики, что при достижении уровня использования их до 20% Памир превратится в один из богатейших горнопромышленных районов страны. Гидроэнергетический потенциал Памира представляет экономическую эффективность его

использования и коммерческую выгоду для обоснования строительства малых ГЭС. Главными факторами, задерживающими использование энергоресурсов, являются: оценка влияния гидроэнергетического строительства на окружающую среду, комплексный характер использования водных ресурсов водотока и рынок энергоресурсов в Центральной Азии. Следует отметить, что малые и даже средние реки Памира в энергетическом отношении либо недостаточно, либо вовсе не изучены [38 39, 40].

Сеть гидрометеорологических наблюдений в Таджикистане считается неразвитой и недостаточно плотной, из-за этого в настоящее время реальный потенциал энергии ветра остается малоисследованным. Например, не проводились измерения скорости ветра на уровне 30 м от земной поверхности, так как, вероятно, на такой высоте потенциал энергии ветра может быть на 10-20% выше, чем на уровне 10 м. Но, несмотря на это, ветроэнергетический потенциал Таджикистана, по оценкам экспертов, достигает 25-150 млрд кВт·ч/год [41, 42].

Суммарная солнечная радиация при ясном небе достигает 700-800 Вт/м² или 7,500-8,000 МДж/м. Эти параметры намного выше в горных территориях, особенно на Восточном Памире, где население имеет ограниченную возможность использовать гидроэнергетические ресурсы [43, 44].

Выводы по главе 1

1. Показано, что в Таджикистане имеется достаточное количество видов возобновляемых источников энергии. Наиболее изученной из них и давно применяемой является гидроэнергия. На территории Республики Таджикистан сосредоточены большие запасы гидроэнергии, величина которых составляет около половины гидроэнергетических запасов Центральной Азии, а общее количество рек составляет 947 штук.

2. Что касается альтернативных источников энергии, то в настоящее время в Таджикистане нет промышленного использования потенциала солнечной энергии. Тем не менее, особенности климатического расположения данной

территории достаточно благоприятны для применения солнечной энергии. Обширное использование солнечной энергии в Таджикистане позволило бы обеспечить четверть государственного спроса на электроэнергию. По оценке научных исследований, годовой потенциал солнечной энергии оценивается в 25 млрд. кВт·ч.

Ресурсы ветровой энергетики в Таджикистане могут быть оценены следующими величинами:

- валовой потенциал – 62214,6 МВт;
- технический потенциал – 3852,7 МВт;
- экономический целесообразный потенциал – 1926,35 МВт

3. Горно-Бадахшанская автономная область, система электроснабжения которой функционирует на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии. Данная область в 2002 г. перешла от компании «Барки Точик» под контроль частной электрокомпании «Памир Энерджи» на срок 25 лет. В настоящее время в ведении «Памир Энерджи» находится 11 гидроэлектростанций, общей установленной мощностью 43,5 МВт.

ГЛАВА 2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СКОРОСТИ ВЕТРОВОГО ПОТОКА И СОЛНЕЧНОЙ ИНСОЛЯЦИИ НА ОСНОВЕ АДАПТИВНЫХ МЕТОДОВ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

2.1 Постановка задачи

Исследуется локальная энергетическая система Памира, включающая возобновляемые источники энергии, к которым относятся гидроэнергетические ресурсы, реализуемые на основе гидроэлектростанций на малых горных реках, и альтернативные источники, к которым относятся ветровые и солнечные электрические станции в совокупности с накопителем энергии. Ключевой особенностью баланса электрической энергии в этих условиях является непредсказуемость выработки энергии указанными источниками генерации.

В связи с этим в настоящей главе работы предложен метод прогнозирования скорости ветрового потока и солнечной инсоляции на основе рекуррентной нейронной сети с обратной связью в виде коэффициента обратного распространения. При этом прогнозирование осуществляется для четырёх сезонов года на основе почасовых ретроспективных метеорологических данных. Рассмотрены две математических модели прогнозирования, а именно: для многолетней непрерывной выборки и для отдельных выборочных часов в суточном интервале.

Прогнозируемые значения возобновляемых и альтернативных источников энергии служат основой для оптимизации электропотребления отдельных генерирующих потребителей с тем, чтобы минимизировать их финансовые и технические затраты. Наряду с этим, учтена возможность экспорта электроэнергии в соседнюю страну, что позволяет получить дополнительные доходы для автономной энергосистемы Памира в периоды избытка. Такая постановка задачи представляет собой системное видение энергетической эффективности в условиях автономного электроснабжения.

2.2 Краткий обзор методов прогнозирования и их эволюция

Прогнозирование – это предсказание предстоящих событий. Основная задача прогнозирования — это уменьшение опасности при принятии решений. Прогноз зачастую получается недостоверным, но необходимо учитывать, что ошибка, в свою очередь, зависит от применяемой прогнозирующей системы. Обеспечивая прогноз множеством ресурсов, есть возможность увеличить достоверность прогноза и уменьшить потери. Распространенное применение прогнозирования в настоящее время применяется в предсказаниях прогноза погоды, потребления электрической энергии, цен на финансовом рынке, отказов технических устройств и другое [45].

Прогнозирование используется для огромного диапазона задач. С энергетической точки зрения важно прогнозирование режима электропотребления, нагрузки, создаваемой электрической сетью, а также управления режимами электроэнергетической системы.

В данный момент существуют три временных интервала, которые используются при прогнозировании нагрузки:

- оперативный, который рассматривается в рамках данного дня;
- краткосрочный – рассматривается в течение суток, недели или месяца;
- долгосрочный – рассматривается в течение месяца, квартала или года [46].

Прогнозирование и его методы появились в 10-20-х годах прошлого столетия. Можно предположить, что за столь значительный промежуток времени проблема если и не решена, то хотя бы ошибка минимальна. Однако со временем увеличиваются требования к качеству прогнозов, к его результатам. Важным показателем является точность прогноза, насколько он достоверен, а также скорость прогноза. Следовательно, количество методов и работ, посвященных прогнозированию, со временем только растет. В данный момент создано большое количество методов, моделей, которые посвящены прогнозированию множества задач.

За последние десять лет, благодаря прогрессу в изучении и применении искусственного интеллекта, было рекомендовано решать задачи прогнозирования с использованием нейронных сетей.

Нейронные сети — это набор алгоритмов, слабо смоделированных по принципу человеческого мозга, которые предназначены для распознавания модели. Образцы, которые они распознают, являются числовыми, содержащимися в векторах, в которые должны быть переведены все данные реального мира, будь то изображения, звук, текст или временные ряды.

Предпочтение их традиционным моделям обусловлено тем, что нет необходимости в построении модели. Если же входная информация неполноценная, то работоспособность не теряет своих свойств. Нейронные сети не только малочувствительны к помехам, но и имеют высокое быстродействие.

При прогнозировании с помощью адаптивных моделей важно учитывать их свойства и принцип работы. Отличительной чертой адаптивных моделей является то, что они показывают данные качества ряда и могут постоянно принимать во внимание развитие меняющихся характеристик исследуемых процессов. Главная задача адаптивных методов — это построение самоисправляющихся моделей, которые, в свою очередь, могут отображать меняющиеся со временем условия, принимать во внимание информационное значение всевозможных членов временного ряда и предоставлять довольно четкие оценки грядущих членов предоставленного ряда. Вследствие этого данные модели служат непосредственно для краткосрочного прогнозирования [47].

Представление адаптивного метода в виде кусочно-линейной аппроксимации приводит к уменьшению «памяти» модели, далее к «забыванию» прошлых данных и построению линии регрессии на искусственно небольшом объеме информации. Важное достоинство данного метода заключается в быстрой адаптации, которая наступает при изменении параметров процесса. Не стоит забывать о главном недостатке адаптивного метода — чувствительность к помехам, небольшим колебаниям или отклонениям, которые ведут к искажению результатов.

В настоящее время существуют такие простейшие адаптивные модели:

- модель Брауна
- модель линейного роста
- модель Хольта-Уинтерса
- модель Тейла-Вейджа

Одним из главных назначений адаптивных методов состоит в прогнозировании ошибки, даваемой основной моделью, которая и вносит соответствующую корректировку [48].

В настоящее время нейронные сети используются для решения целого ряда задач, одной из которых является задача прогнозирования. Современный мир всё с большей остротой проявляется интерес к качественному прогнозированию. Это связано с быстрым развитием высоких технологий и, соответственно, с появлением новых инструментов анализа данных. Так, в последние годы, у финансовых аналитиков стали вызывать большой интерес так называемые искусственные нейронные сети. При решении задач прогнозирования суть нейронной сети состоит в том, чтобы предсказать последующую реакцию системы, исходя из ее прежнего поведения.

Нейронные сети (НС) с каждым годом всё больше используются в бизнес-приложениях. Так, НС являются лидерам, относительно использования других методов в обнаружении фальсификации и оценки риска [47, 48].

Применение нейронной сети в финансовых операциях в настоящее время практически невозможно, например, при прогнозировании:

- действий клиента;
- оценки риска будущей сделки;
- возможных мошеннических операций;
- потока наличности, объемов оборотных средств;
- экономических параметров и фондовых индексов.

2.3 Сущность искусственных нейронных сетей

Под искусственной нейронной сетью понимается математическая модель, а также ее программная и аппаратная реализация, построенная по принципу биологических нейронных сетей – нервных клеток живого организма. Данный термин возник при попытке смоделировать процессы, протекающие в мозге человека [49].

Нервная система человека и его мозг состоят из нейронов, которые соединены нервными волокнами. С помощью этих волокон передаются электрические импульсы между нейронами. Все действия, которые происходят с живым организмом, все раздражения кожи, глаз, боль, процессы мышления – есть взаимодействие между нейронами. Строение биологического нейрона представлено на рисунке 2.1.

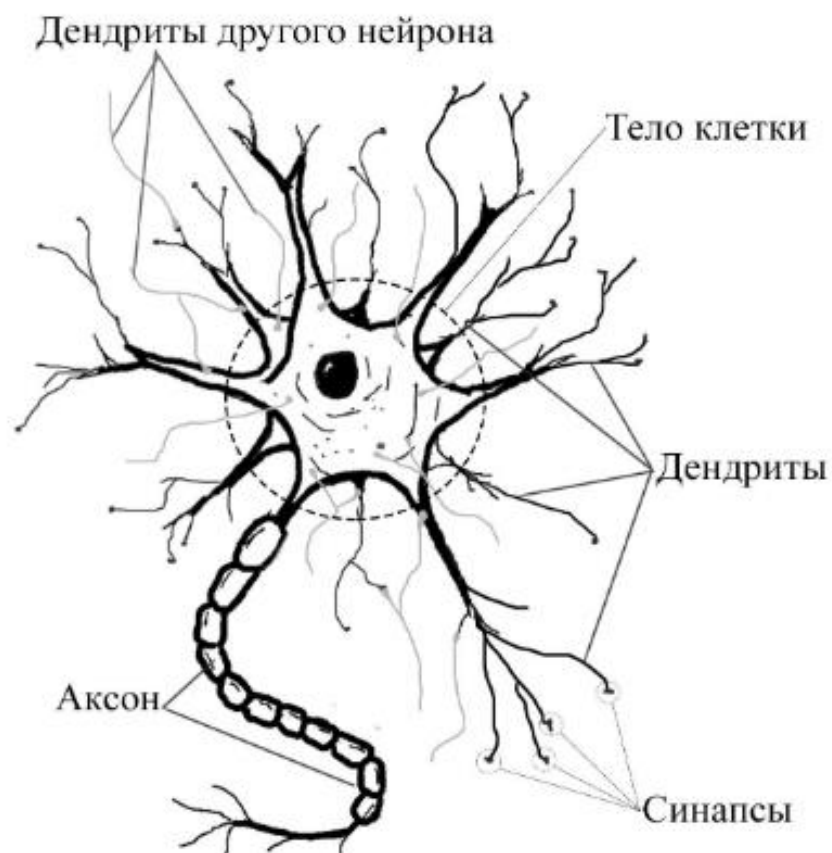


Рисунок 2.1 - Биологический нейрон

Дендриты расположены на синапсах, основная их цель - принимать импульсы нейрона, а аксон же их передает. За контакт между нейронами отвечают синапсы, которые в свою очередь оказывают воздействия на силу импульса [50].

Сила импульса при прохождении через синапс изменяется на некоторое количество, это есть его вес. После того, как по дендритам поступят импульсы, они суммируются. Нейрон перейдет в возбужденное состояние, если у суммарного импульса будет превышен порог. Далее формируется собственный импульс и передает его дальше по аксону. Поведение соответствующего нейрона может меняться, так как веса синапсов имеют свойство меняться со временем [51]. Математическая модель описанного процесса представлена следующим образом (рисунок 2.2):

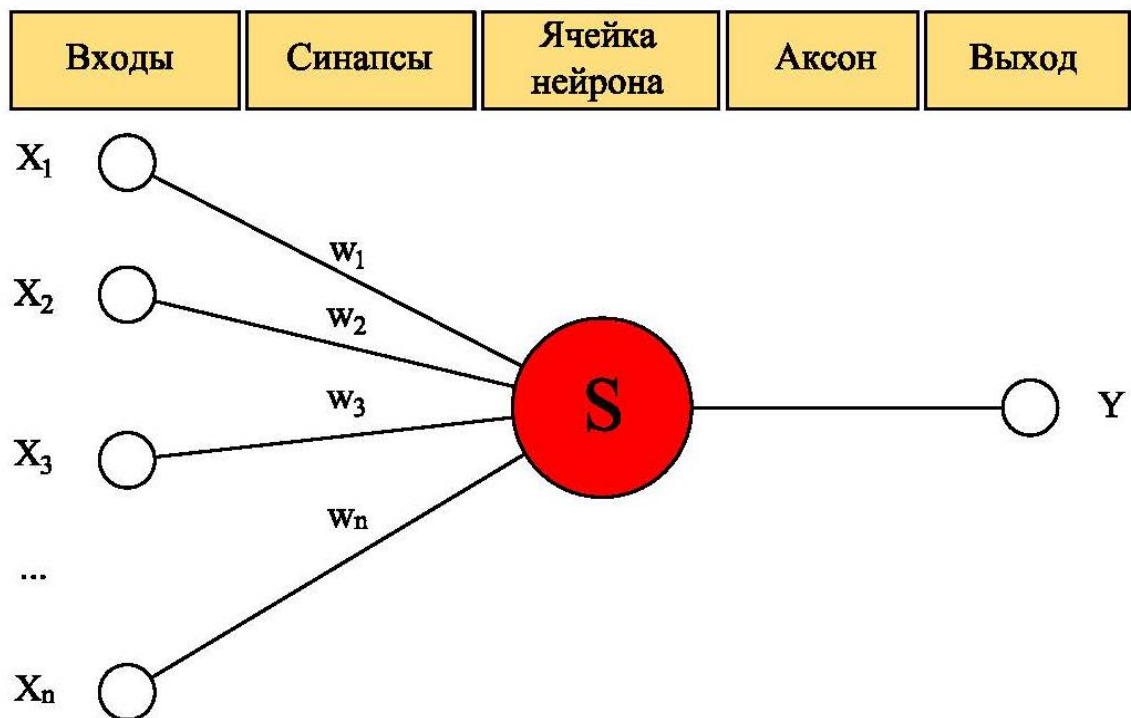


Рисунок 2.2 - Математическая модель нейрона

Данная модель описывает нейрон с n -ым количеством входов (дендритами), где синапсы имеют веса w_1, w_2, w_3, w_n к которым поступают силы x_1, x_2, x_3, x_n

соответственно. Далее, после прохождения дендритов и синапсов, импульсы $x_1w_1, x_2w_2, x_3w_3, x_nw_n$ поступают к нейрону.

Полученный суммарный импульс $x = x_1w_1 + x_2w_2 + x_3w_3 + \dots + x_nw_n$ нейрон преобразует в соответствии с передаточной функцией $f(x)$.

$y = f(x) = f(x_1w_1 + x_2w_2 + x_3w_3 + \dots + x_nw_n)$ – сила выходного импульса. Подводя итог, получаем набор чисел x_k (вектор) в виде входов. Далее нейрон выдает некоторое число y на выходе.

Искусственный нейрон выглядит следующим образом: на его вход подается большое число сигналов. Каждый сигнал одновременно служит выходом уже другого нейрона. Этот вход умножается на вес, который ему соответствует, далее эти произведения суммируются, определяя уровень активации нейрона. Модель, реализующая эту идею, представлена на рисунке 2.3.

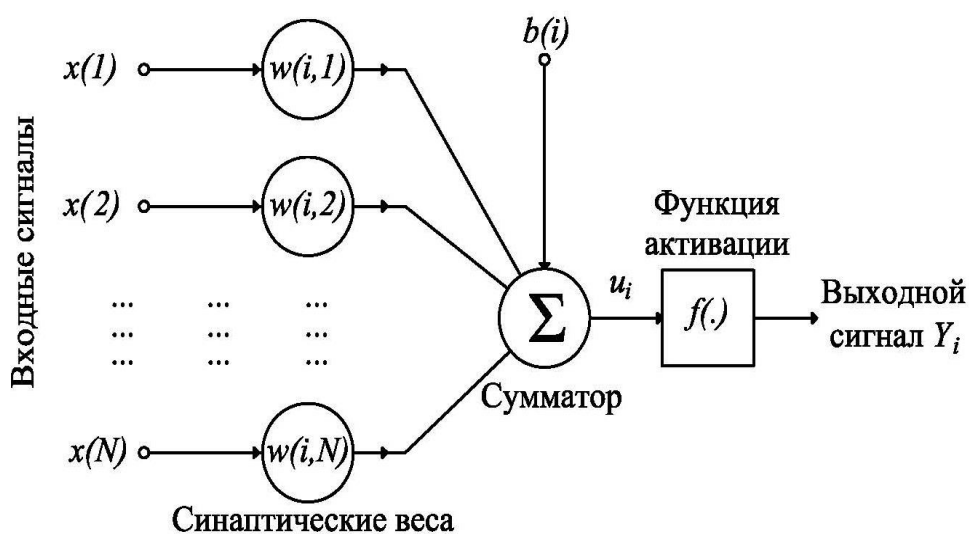


Рисунок 2.3 - Модель активации нейрона

Процесс вычисления выходного сигнала - выходного нейрона - представляет собой движение потока данных и их последующее преобразование. В первую очередь данные поступают на блок входа нейрона, где происходит умножение исходных данных на соответствующие весовые коэффициенты (синаптические веса). Весовой коэффициент выступает мерой, которая опре-

деляет, насколько соответствующее входное значение влияет на состояние нейрона. Сумматор предназначен для сложения сигналов, которые поступают по синаптическим связям от других нейронов, и внешних входных сигналов. Нелинейный преобразователь выполняет нелинейную функцию одного аргумента – выхода сумматора. Данная функция именуется «функцией активации» или «передаточной функцией» нейрона. Математическая модель нейрона описывается следующим выражением:

$$s = \sum_{i=1}^n x_i \cdot w_i + b, \quad (2.1)$$

где s – результат суммирования;

x_i – входной сигнал ($i=1, \dots, n$);

w_i – вес синапса ($i=1, \dots, n$);

b – значение смещения.

Со стороны реализации модели нейрона параметр смещения b практически всегда представляют в виде единичного входа $x_{n+1} = 1$ с весом $w_{n+1} = 0$.

Выход нейрона:

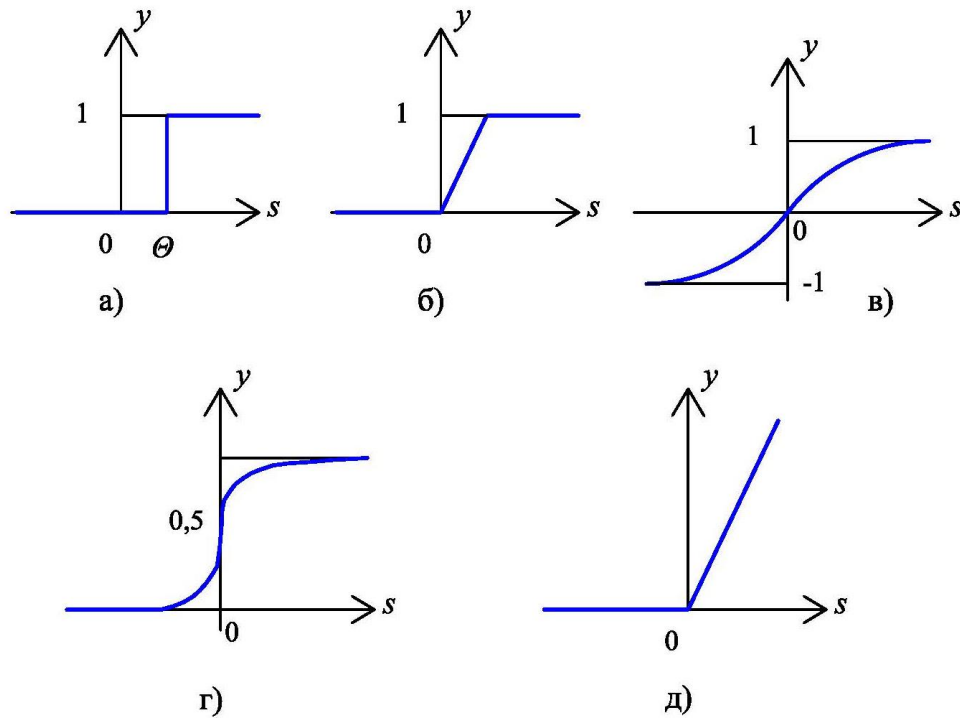
$$y = f(s), \quad (2.2)$$

где y – выходной сигнал нейрона;

$f(s)$ – функция активации (преобразования).

Выход (y) зависит от вида функции преобразования и, может быть, как целым, так и действительным. Синаптические связи с весами больше нуля именуют возбуждающими, если вес меньше нуля – тормозящими.

Весь нейрон описывается собственными весами w_i и функцией активации $f(s)$. Получив набор входных сигналов x_i , нейрон выдает некоторое число y на выходе. Наиболее часто встречающимися функциями используются следующие, представленные на рисунке 2.4.



а – функция единичного скачка; б – линейный порог (гистерезис); в – сигмоид (гиперболический тангенс); г – сигмоид – логистическая; д – ReLU.

Рисунок 2.4 - Примеры активационных функций

а) Функция единичного скачка (пороговая или ступенчатая функция). В этой функции выходное значение нейрона равно 1 (активирована) или 0 (не активирована).

$$f(s) = \begin{cases} 1, & s \geq 0 \\ 0, & s < 0 \end{cases} \quad (2.3)$$

б) Кусочно-линейная функция, представляет собой прямую линию и пропорциональна входу. Описывается выражением:

$$f(s) = \begin{cases} 1, & s \geq n \\ |s|, & n > s > 0 \\ 0, & s \leq 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

Эта функция может рассматриваться как аппроксимация нелинейного усилителя.

в) Гиперболический тангенс. Это скорректированная сигмоидная функция. Задается следующим выражением:

$$f(s) = \tanh(s). \quad (2.5)$$

г) Сигмоидная функция. График этой функции подобен ступенчатой функции. Сигмоид, в отличие от пороговой функции, может принимать бесконечное число значений в диапазоне от 0 до 1. Описывается следующим выражением:

$$f(s) = \frac{1}{1+e^{-ax}}, \quad (2.6)$$

где a – параметр наклона функции.

Данный параметр применяется для построения функции с разной крутизной.

д) Функция активации ReLU. В последние годы большую популярность приобрела функция активации под названием «выпрямитель». Нейроны с данной функцией активации называются ReLU (rectified linear unit). ReLU описывается следующим выражением.

$$f(s) = \max(0, x), \quad (2.7)$$

Для того, чтобы решить, какую же использовать функцию активации, необходимо учитывать и скорость процесса обучения, и какую конкретно задачу необходимо решить, и так далее [52].

2.4 Архитектура искусственных нейронных сетей

2.4.1 Основные положения

Общая черта, характерная для всех нейронных сетей – принцип параллельной обработки сигналов, который достигается путем объединения большого числа нейронов в слои, и соединения нейронов различных слоев определенным образом. Обработка взаимодействия нейронов происходит послойно. По архитектуре связей ИНС можно выделить два класса, которые представлены на рисунке 2.5 [53].

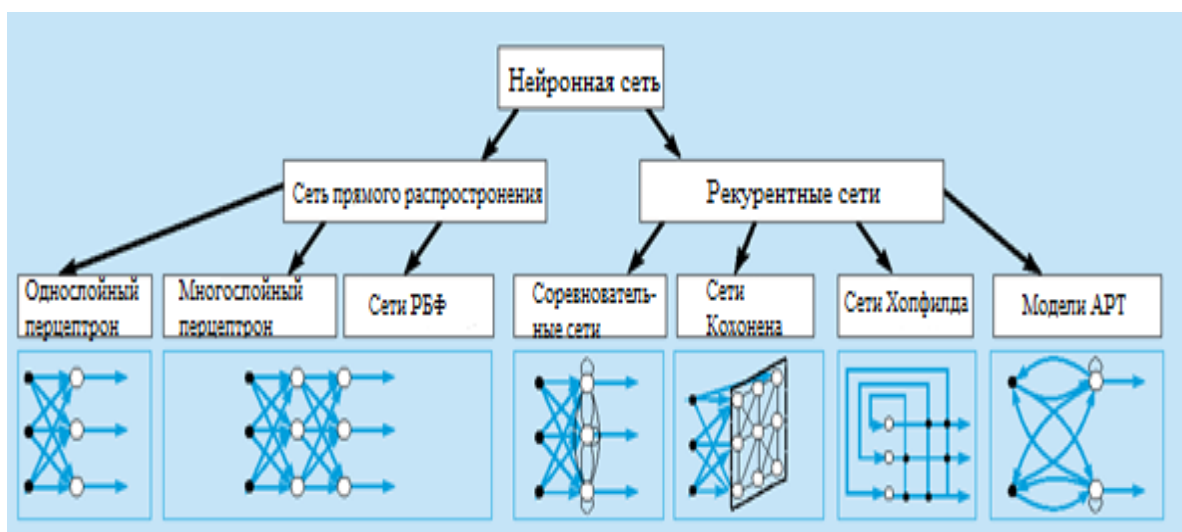


Рисунок 2.5 - Систематизация архитектур сетей прямого распространения и рекуррентных (с обратной связью)

В целом выделяют три группы нейросетевых архитектур:

1) Однослойный перцептрон (сети прямого распространения).

В данной сети есть входной слой узлов источника, от него информация передается на выходной слой нейронов. Под единственным слоем понимается слой вычислительных элементов. Однослойная сеть прямого распространения изображена на рисунке 2.6 [54].

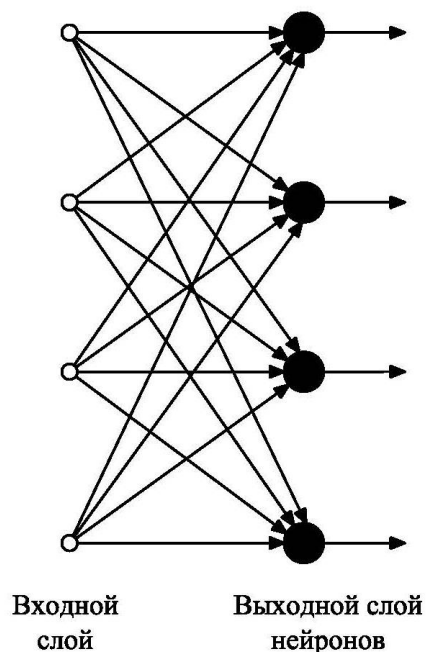


Рисунок 2.6 - Однослойный перцептрон

2) Многослойные перцептрон (сети прямого распространения).

Этот класс отличается наличием одного или нескольких скрытых слоев, у которых узлы называются скрытыми элементами (нейронами). Их функцией является связь между входным внешним сигналом и выходом нейронной сети. Добавляя скрытые слои, мы можем выделять статистические зависимости высокого порядка. Эта сеть делает возможным выделять глобальные свойства данных с помощью наличия вспомогательных синаптических связей и возрастания уровня взаимодействия нейронов. Умение выделять статистики высокого порядка важно, когда размер входного слоя очень велик.

Узлы источника входного слоя создают входной вектор, формирующий входной сигнал, который поступает на нейроны следующего слоя. В этом слое его выходные сигналы будут являться входными сигналами для следующего (третьего) слоя и так далее. На рисунке 2.7 приведена полносвязная сеть прямого распространения, то есть все узлы каждого слоя соединены со всеми узлами соседних слоев. Если какие-либо из этих связей отсутствуют, то такая сеть имеет название неполносвязной.

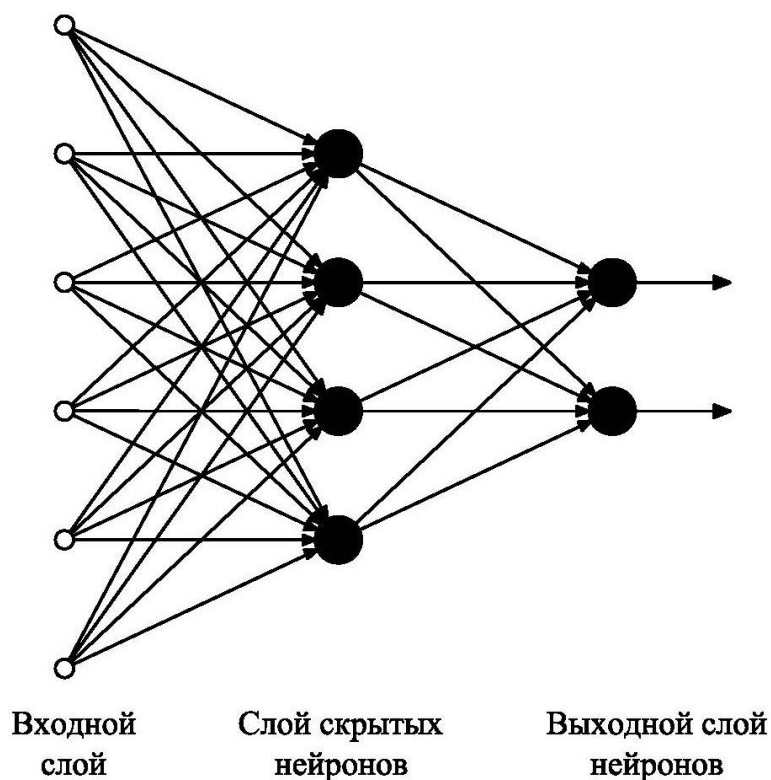


Рисунок 2.7 - Многослойный перцептрон

3) Сеть Хопфилда (рекуррентная сеть).

Данная сеть отличается от сети прямого распространения существованием как минимум одной обратной связи. Наличие таких обратных связей оказывает влияние на способность этих сетей к обучению. Кроме этого, обратная связь предполагает использование элементов единичной задержки, что является причиной нелинейного динамического поведения. Пример рекуррентной сети приведен на рисунке 2.8 [53].

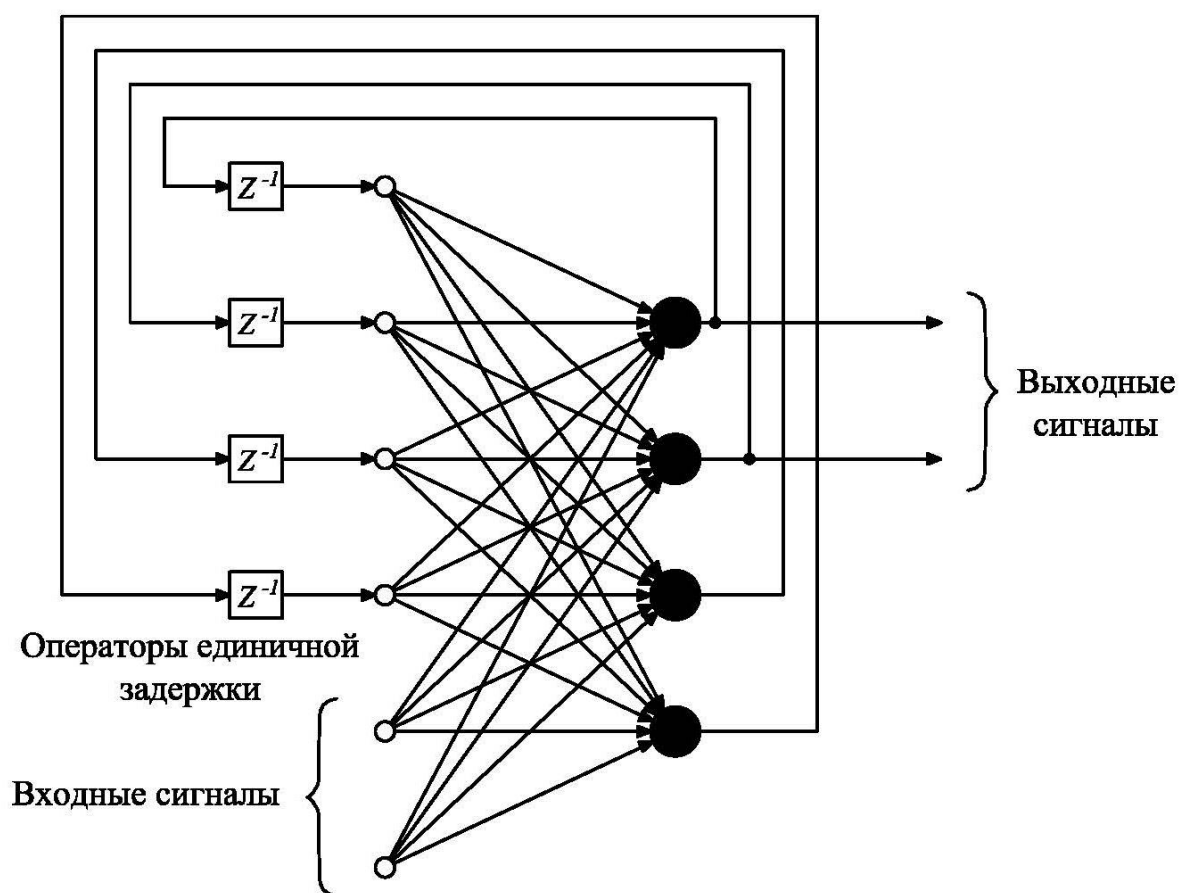


Рисунок 2.8 - Рекуррентная сеть

2.4.2 Архитектура предлагаемой нейронной сети

В работе в качестве базовой архитектуры нейронной сети использован многослойный перцептрон с одним скрытым слоем. Рассмотрено два вида моделей:

1. модель, принимающая на вход данные за все предыдущие часы в течение недели
2. модель, принимающая на вход данные только за предыдущие часы, совпадающие с прогнозным часом в течение месяца

Второй вариант подразумевает, что, например, для прогноза скорости ветра на 14:00 31 января будут использованы данные о средних скоростях ветра в 14:00 1, 2, ... 30 января.

Оба варианта имеют следующий вид по слоям:

1. входной слой;
2. нейроны скрытого слоя;
3. выходной нейрон с сигмоидальной функцией активации.

Число нейронов скрытого слоя подбирается экспериментально, как описано ниже в пунктах 2.6 и 2.7. Кроме того, проведено исследование влияния функций активации нейронов скрытого слоя – ReLU [55] и классической сигмоидальной.

2.5 Методы обучения нейронных сетей

Самое важное свойство нейронной сети — это возможность обучаться на источнике информации из окружающей среды и в процессе обучения увеличивать свою эффективность. Обучение нейронной сети осуществляется при помощи корректировки синаптических весов и порогов для того, чтобы ошибка была минимальна [49].

Обучение – процесс, в ходе которого свободные параметры нейронной сети настраиваются посредством моделирования среды, в которую встроена эта сеть [56].

Процедура данного обучения описывается в алгоритме, который представлен на рисунке 2.9:

1. Информация из окружающей (внешней) среды поступает в нейронную сеть;

2. Далее в нейронной сети происходит изменение свободных параметров;

3. После того, как изменилась внутренняя структура, нейронная сеть отвечает на возбуждения измененным образом [57].

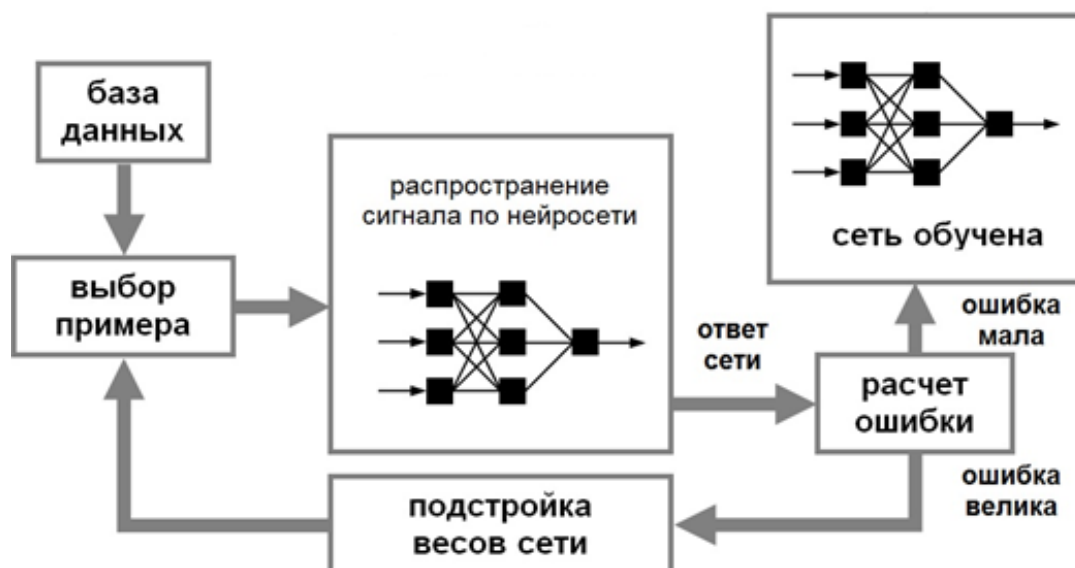


Рисунок 2.9 - Процесс обучения нейронной сети

Есть несколько основных моделей процесса обучения:

1. Обучение на основе коррекции ошибок.

Допустим, в нейронной сети прямого распространения есть только один вычислительный узел некоторого нейрона k . Под воздействием вектора сигнала начинает функционировать этот нейрон. Данный сигнал создается одним или несколькими скрытыми слоями нейронов. Пусть n – это номер шага, который настраивает синаптические веса нейронов. Назовем $y_k(n)$ выходным сигналом нейрона. Обозначим $d_k(n)$ – это желаемый выход, с которым будет сравниваться сигнал. Далее получаем сигнал ошибки $e_k(n)$.

$$e_k(n) = d_k(n) - y_k(n). \quad (2.8)$$

Запуск сигнала ошибки осуществляется механизмом управления. Цель данного механизма заключается в использовании последовательных корректировок, которые применяются к синаптическим весам нейрона k . Цель

данного метода – пошагово максимально приблизить выходной сигнал к желаемому. Цель достигается за счет минимизации функции стоимости $E(n)$.

$$E(n) = \frac{1}{2} e_k^2(n), \quad (2.9)$$

где $E(n)$ – текущее значение энергии ошибки.

Пошаговая корректировка длится до тех пор, пока система не достигнет устойчивого состояния [49].

На рисунке 2.10 представлена блочная диаграмма нейронной сети с обучением на основе коррекции ошибок.

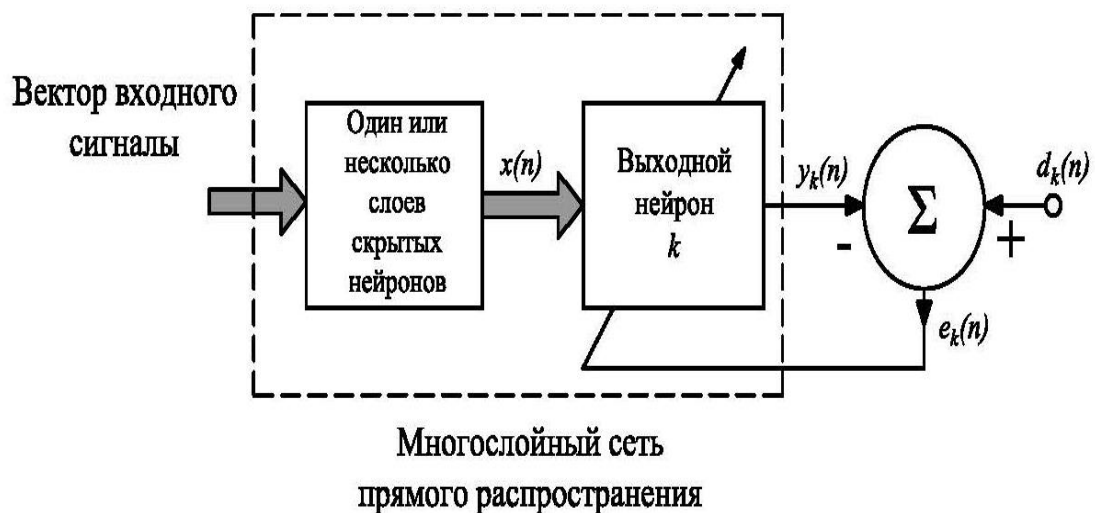


Рисунок 2.10 - Обучение, основанное на коррекции ошибок

2. Обучение Хебба

Постулат обучения Дональда Хебба самый старый и самый известный среди всех правил обучения.

Правило Хебба состоит из двух частей:

1. Если два нейрона с каждой стороны синапса активизируются синхронно, то прочность этого синапса возрастает.
2. Если два нейрона с каждой стороны синапса активизируются в разное время, то синапс ослабляется или отмирает вообще.

Такой синапс называется синапсом Хебба, для которого можно выделить четыре свойства:

1. Зависимость от времени. Синапс Хебба зависит от времени появления предсинаптического и постсинаптического сигналов.

2. Локальность. Синапс является узлом передачи данных, информационные данные в котором находятся в пространственно-временной близости. Эта информация используется для выполнения локальных синаптических модификаций, которые характерны для данного входного сигнала.

3. Интерактивность. Изменения в синапсе определяются сигналами по обе его стороны. Форма обучения Хебба зависит от степени согласования предсинаптического и постсинаптического сигналов (прогноз нельзя построить на основе только одного из этих сигналов).

4. Корреляция. Условие изменения эффективности синаптической связи – зависимость между предсинаптическим и постсинаптическим сигналами. Необходимо обеспечивать одновременность этих сигналов.

Для описания в математических терминах обучение Хебба можно рассмотреть синаптический вес ω_{kj} нейрона k с предсинаптическим и постсинаптическим сигналами x_k и y_k . Изменение ω_{kj} в момент времени n выразим следующим выражением:

$$\Delta\omega_{kj}(n) = F(y_k(n), x_k(n)). \quad (2.10)$$

3. Конкуренентное обучение

В данном обучении происходит конкуренция нейронов между собой для того, чтобы активизироваться, так как в этой сети только один нейрон находится в возбужденном положении.

Для победы нейрона k в борьбе необходимо, чтобы его локальное поле U_k было самым большим из всех нейронов данной сети. При этом выходные сигналы всех остальных нейронов принимают нулевое значение.

Можно записать:

$$y_k = \begin{cases} 1, & U_k > U_j \\ 0, & \text{во всех остальных случаях} \end{cases}, \quad (2.11)$$

где U_k – это локальное поле, которое описывает возбуждение нейрона k от всех входных сигналов и сигналов обратной связи.

Обучение данного нейрона основывается в смещении синаптических весов от невозбужденных к возбужденным узлам. Нейрон не обучается, если от входного сигнала нейрон не активизировался [49].

4. Обучение Больцмана

Нейроны в НС, которые, в свою очередь, были созданы на основе машины Больцмана (обучение Больцмана), работают с бинарными сигналами и являются рекуррентными. Данная машина описывается функцией энергии E . Значение этой энергии определяется точным состоянием отдельных нейронов, которые входят в машину Больцмана. Это описывается следующим выражением:

$$E = -\frac{1}{2} \sum_j \sum_{k(j \neq k)} \omega_{kj} x_k x_j, \quad (2.12)$$

где x_j – состояние нейрона j ;

ω_{kj} – синаптический вес связи нейронов j и k .

Работа этой машины заключается в произвольном выборе какого-либо нейрона на некотором шаге процесса обучения и переводе этого нейрона их состояния x_k в $-x_k$ [56].

Рассмотрим примеры обучения искусственных нейронных сетей – обучение с учителем и без учителя.

1) Учителя можно рассматривать как существование знаний о внешнем мире (окружающей среде), при этом нейронная сеть не знает эту среду. На рисунке 2.11 показана блочная диаграмма, которая иллюстрирует эту форму обучения [49].

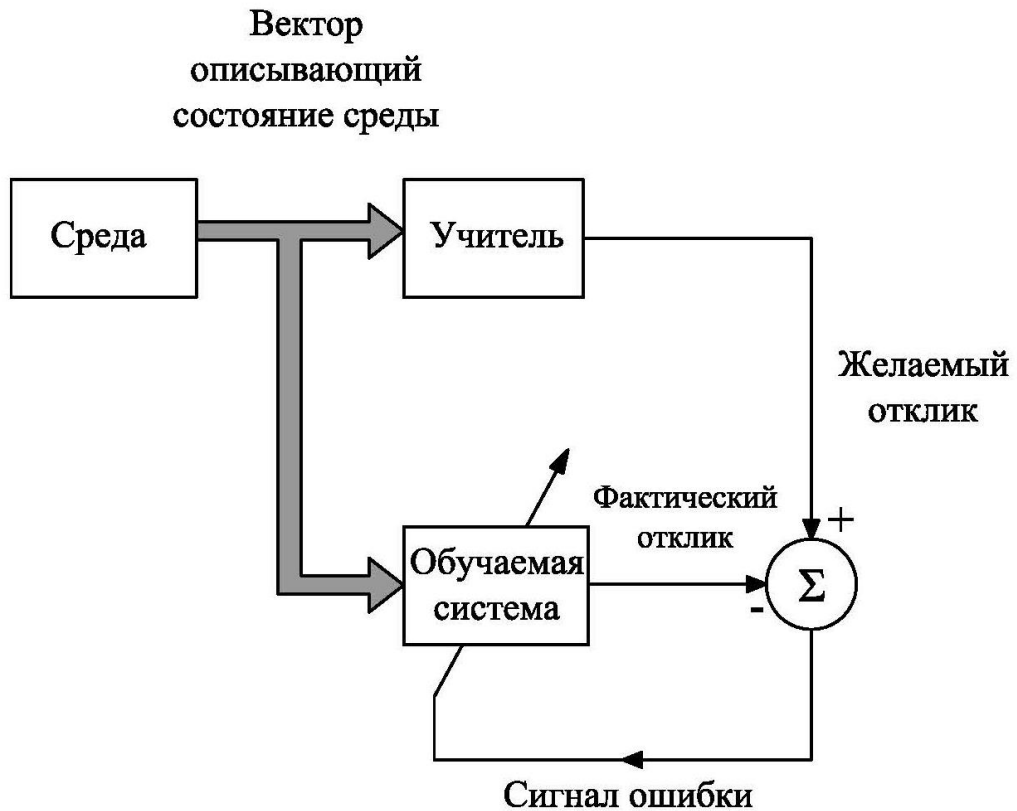


Рисунок 2.11 - Блочная диаграмма обучения с учителем

2) Альтернативной парадигмой является обучение без учителя, которое предполагает отсутствие руководителя, контролирующего процесс изменения весовых коэффициентов.

В этой парадигме выделяют два метода:

- Обучение с подкреплением

В этом обучении формирование отображения входных сигналов в выходные выполняется в результате взаимодействия с внешней средой. На рисунке 2.12 показана блочная диаграмма системы обучения с подкреплением, включающая в себя блок «критики», который преобразует первичный сигнал из окружающей среды в сигнал более высокого качества, получивший название эвристический сигнал подкрепления. Оба этих сигнала скалярные.

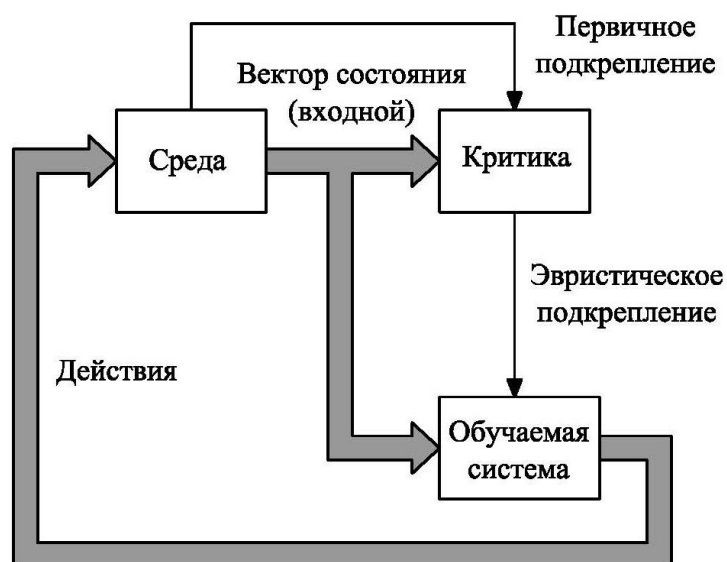


Рисунок 2.12 - Блочная диаграмма обучения с подкреплением

Эта система предполагает обучение с отложенным подкреплением, то есть система получает извне последовательность сигналов возбуждения, которые приводят к появлению эвристического сигнала подкрепления.

- Обучение на основе самоорганизации

Выполняется без вмешательства корректора, контролирующего процесс обучения. Есть только самостоятельная от задачи мера качества представления, которому обязана обучиться нейронная сеть, а свободные параметры сети оптимизируются по отношению к этой мере. После обучения сети на статические закономерности входного сигнала сеть способна формировать внутреннее представление признаков входных данных и автоматически генерировать новые классы [58].

В данной работе использованы для распространенных алгоритмов обучения, основанных на стохастическом градиентном спуске: классический стохастический градиентный спуск (stochastic gradient decent) и адаптированный (Adam) [59].

Если классический градиентный спуск можно описать выражением

$$W = W - \alpha dW, \quad (2.13)$$

то метод Adam будет представлен следующим образом [60]:

$$V_{dW} = \beta_1 V_{dW} + (1 - \beta_1) dW \quad (2.14)$$

$$S_{dW} = \beta_2 S_{dW} + (1 - \beta_2) dW^2 \quad (2.15)$$

$$V_{dW}^{corr} = V_{dW} (1 - \beta_1^t) \quad (2.16)$$

$$S_{dW}^{corr} = S_{dW} (1 - \beta_2^t) \quad (2.17)$$

$$W = W - \alpha V_{dW}^{corr} \left(\sqrt{S_{dW}^{corr} + \varepsilon} \right)^{-1} \quad (2.18)$$

где W – матрица весов;

dW – матрица градиентов, задающих направление повышения ошибки, $\partial E / \partial W$;

V_{dW} – матрица, характеризующая инерционные свойства параметров ИНС, по сути, матрица скорости изменения параметров;

β_1 – параметр, задающий баланс между учетом предыдущего направления градиента и направления градиента, полученного на очередной эпохе обучения и на очередном пакете, обычно значение этого параметра близко к 1 (~0.9);

S_{dW} – матрица, характеризующая степень (“энергию”, так как градиент возведен в квадрат) изменения параметров ИНС, без учета направления изменения;

β_2 – параметр, задающий баланс между учетом предыдущей энергии изменения направления градиента и направления градиента, полученного на очередной эпохе обучения и на очередном пакете, обычно значение этого параметра близко к 1 (~0.999);

ε – близкое к нулю положительное число для предотвращения деления на ноль;

α – величина шага обучения;

t – номер пакета при обучении.

2.6 Анализ методом прогнозирования скорости ветрового потока и солнечной инсоляции на основе почасовых временных рядов

2.6.1 Анализ методов прогнозирования скорости ветрового потока на основе почасовых временных рядов

На первом этапе была решена задача по прогнозированию значений на основе почасовых выборок скорости ветрового потока. Поскольку диспетчерское управление в энергосистеме ведется по каждому часу отдельно, поэтому, соответственно, баланс электроэнергии должен соблюдаться для каждого часа суток.

В данной работе в качестве функции активации для нейронов скрытого слоя использованы ReLU и Сигмоид. Для каждой функции активации скрытого слоя сделан сравнительный анализ двух способов обучения: классический стохастический градиентный спуск и адаптированный алгоритм обучения (Adam). Данные исследования проведены для одного из месяца каждого сезона для ветрового потока

Ниже, в таблице 2.1 приведены результаты определения оптимального количества нейронов прогноза скорости ветрового потока при функции активации скрытого слоя ReLU, алгоритмом обучения адаптированный (Adam) и шаге обучения $n=10^{-3}$.

Таблица 2.1 – Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	31,750	30,100	31,124	29,946	27,104	26,036	30,628
	Валидации, %	30,898	29,506	30,446	29,414	27,324	27,066	29,846
2	Обучения, %	31,373	26,927	27,766	24,501	20,091	21,378	23,182
	Валидации, %	30,311	27,221	27,905	25,603	22,494	23,404	25,919
3	Обучения, %	30,559	24,897	26,533	21,576	17,123	18,681	19,659
	Валидации, %	29,825	25,616	26,636	23,993	20,922	21,746	22,521
4	Обучения, %	-	23,101	-	20,393	15,378	17,072	18,021
	Валидации, %	-	25,345	-	24,444	19,574	20,931	21,715
5	Обучения, %	-	22,904	-	-	-	-	17,097
	Валидации, %	-	24,806	-	-	-	-	20,290

Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой для Relu+Adam по обучению представлена на рисунке 2.13, по валидации на рисунке 2.14.

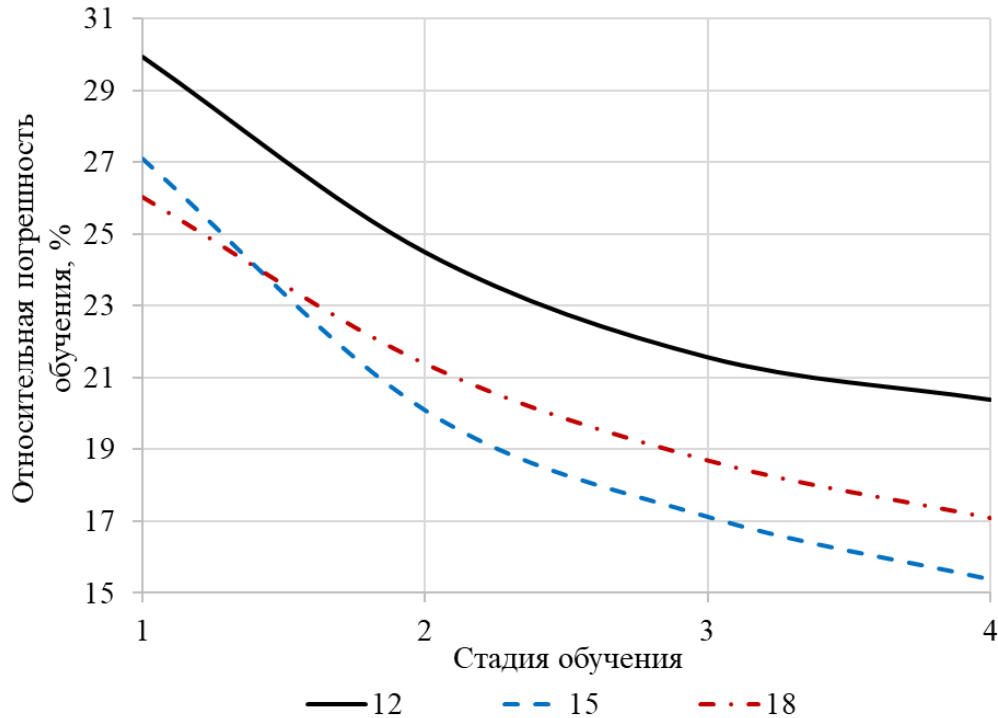


Рисунок 2.13 - Относительная погрешность обучения прогноза скорости ветра зимой (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

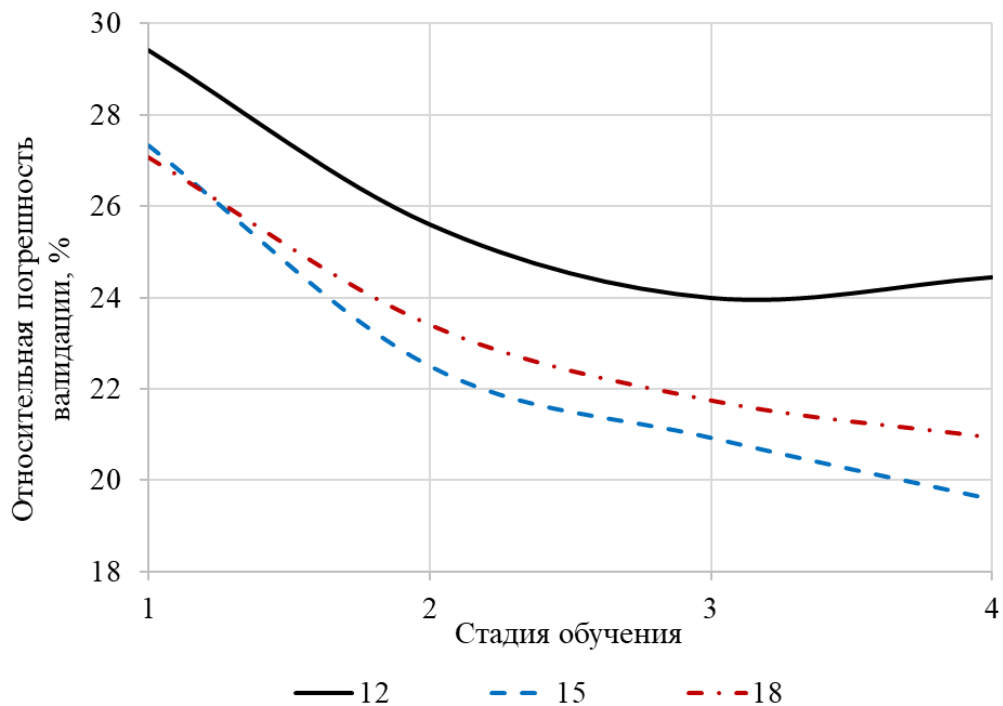


Рисунок 2.14 - Относительная погрешность валидации прогноза скорости ветра зимой (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

Далее было выполнено исследование о влиянии шага обучения нейронных сетей на величину погрешности прогноза. Были выбраны значения шага обучения равной 10^{-2} , 10^{-3} и 10^{-4} .

Таблица 2.2 - Относительная погрешность прогноза скорости ветра зимой (Relu+Adam) при 15 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	...	15
10^{-2}	Обучения, %	31,975	32,081	-	-	...	-
	Валидации, %	31,065	31,530	-	-	...	-
10^{-3}	Обучения, %	27,104	20,091	17,123	15,378	...	-
	Валидации, %	27,324	22,494	20,922	19,574	...	-
10^{-4}	Обучения, %	34,425	33,467	32,762	32,366	...	23,105
	Валидации, %	35,380	32,403	31,869	31,540	...	24,549

В таблице 2.3 приведены результаты определения оптимального количества нейронов прогноза скорости ветрового потока при функции активации скрытого слоя ReLU, алгоритмом обучения стохастический градиентный спуск (SGD) и шаге обучения, равном 10^{-3} .

Таблица 2.3 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой (Relu+SGD) при шаге обучения, равном 10^{-3}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	35,228	35,401	37,014	34,662	35,736	34,796	34,723
	Валидации, %	34,257	34,022	35,724	33,403	34,626	33,692	33,341
2	Обучения, %	33,039	33,638	33,976	33,598	33,863	33,556	33,530
	Валидации, %	32,269	32,459	32,799	32,460	32,710	32,462	32,392
3	Обучения, %	32,547	32,949	32,840	33,116	33,392	32,992	33,034
	Валидации, %	31,866	32,019	31,941	32,055	32,388	32,001	32,073
4	Обучения, %	32,249	32,584	32,294	32,540	33,189	32,626	32,750
	Валидации, %	31,652	31,753	31,552	31,635	32,270	31,767	31,853
5	Обучения, %	32,037	32,362	31,924	32,260	32,983	32,402	32,404
	Валидации, %	31,481	31,553	31,239	31,439	32,186	31,533	31,647
6	Обучения, %	31,861	32,167	31,658	31,997	32,829	31,955	32,183
	Валидации, %	31,248	31,361	31,083	31,175	32,121	31,255	31,430
7	Обучения, %	31,717	32,013	31,360	31,743	32,688	31,779	31,931
	Валидации, %	31,134	31,238	30,754	31,010	32,009	31,081	31,245
8	Обучения, %	31,727	31,846	31,140	31,495	32,542	31,594	31,715
	Валидации, %	31,041	31,1471	30,596	30,812	31,930	30,928	31,042
9	Обучения, %	-	31,720	30,871	31,377	32,355	31,353	31,481
	Валидации, %	-	31,026	30,210	30,728	31,901	30,813	30,902

Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой для Relu+SGD по обучению представлена на рисунке 2.15, по валидации на рисунке 2.16.

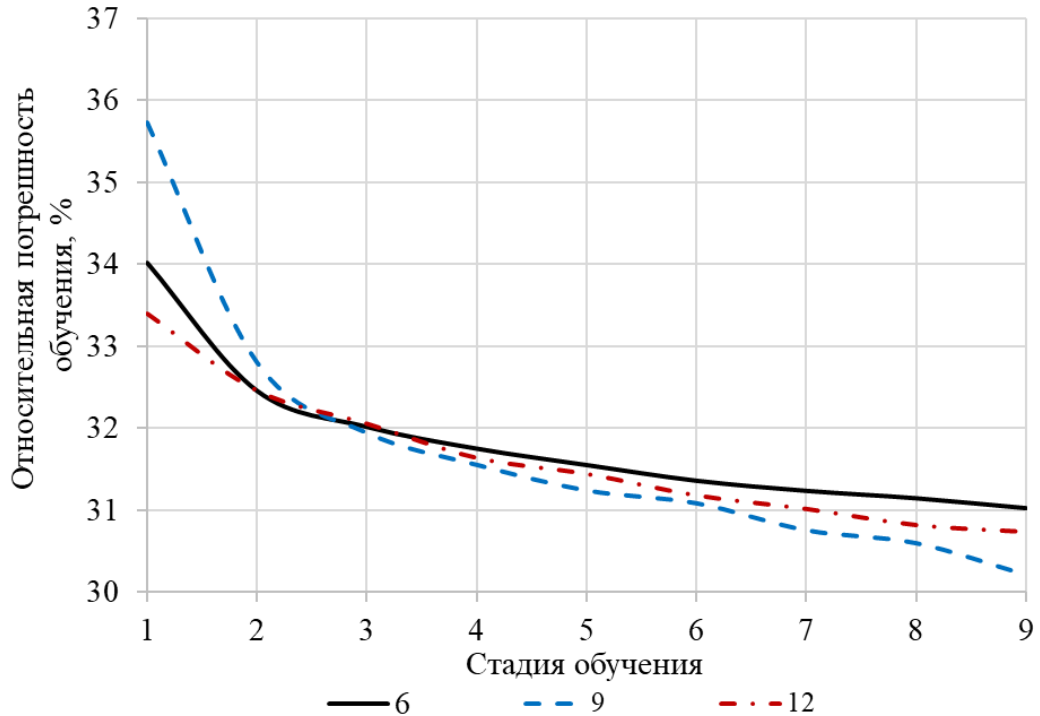


Рисунок 2.15 - Относительная погрешность обучения прогноза скорости ветра зимой (Relu+SGD) с шагом $n=10^{-3}$

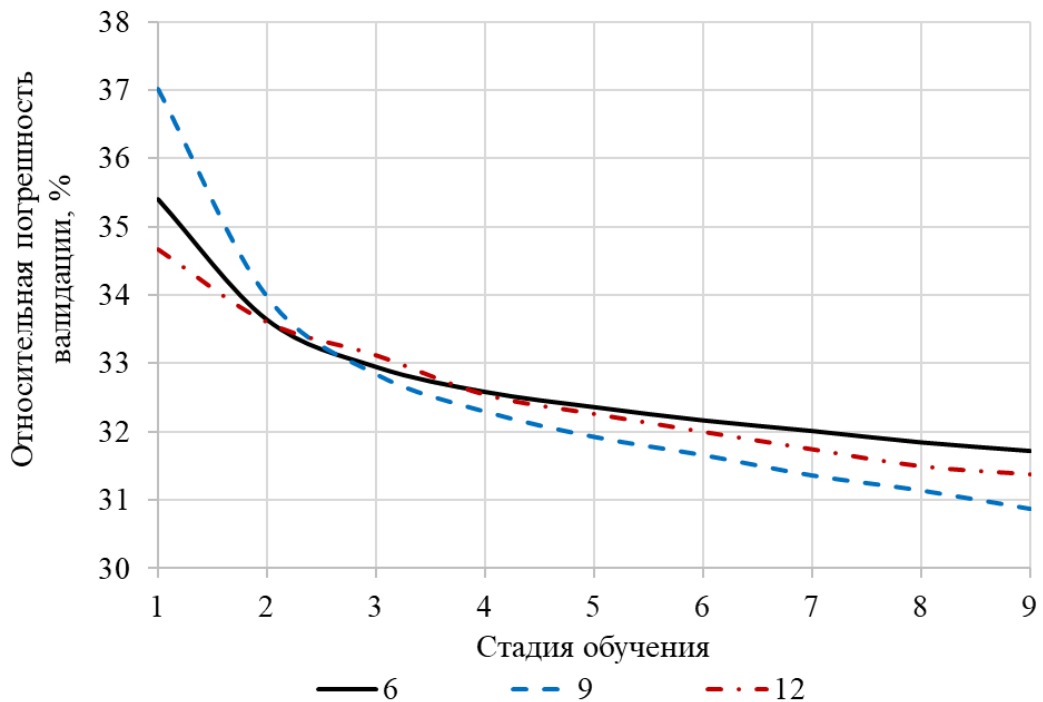


Рисунок 2.16 - Относительная погрешность валидации прогноза скорости ветра зимой (Relu+SGD) с шагом $n=10^{-3}$

Таблица 2.4 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой (Relu+SGD) при 9 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	...	9
10^{-2}	Обучения, %	31,061	31,485	-	-	...	
	Валидации, %	31,509	32,405	-	-	...	
10^{-3}	Обучения, %	37,014	33,976	32,840	32,294	...	30,871
	Валидации, %	35,724	32,799	31,941	31,552	...	30,210
10^{-3}	Обучения, %	41,247	40,062	37,271	38,630	...	36,106
	Валидации, %	39,819	37,886	37,886	37,265	...	34,754

Ниже, в таблице 2.5 приведены результаты определения оптимального количества нейронов прогноза скорости ветрового потока при функции активации скрытого слоя Sigmoid, алгоритмом обучения адаптированный (Adam) и шаге обучения, равном 10^{-3} .

Таблица 2.5 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой (Sigmoid+Adam) при шаге обучения, равном 10^{-3}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	38,642	36,678	37,302	36,393	37,080	36,184	36,032
	Валидации, %	37,266	35,180	35,816	34,931	35,580	34,655	34,559
2	Обучения, %	36,594	35,242	35,509	35,066	35,454	35,057	34,921
	Валидации, %	35,137	33,858	34,068	33,725	34,064	33,684	33,602
3	Обучения, %	35,193	34,536	34,674	34,464	34,789	34,440	34,585
	Валидации, %	33,813	33,286	33,377	33,217	33,396	33,197	33,157
4	Обучения, %	34,510	34,204	34,290	34,179	34,443	34,132	34,149
	Валидации, %	33,262	32,956	32,988	32,898	33,033	32,906	32,902
5	Обучения, %	34,116	33,900	33,910	33,861	33,974	33,932	34,137
	Валидации, %	32,929	32,781	32,785	32,738	32,808	32,718	32,765
6	Обучения, %	33,938	33,712	33,813	33,793	33,839	33,783	33,788
	Валидации, %	32,730	32,634	32,617	32,589	32,644	32,638	32,667

Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой для Sigmoid+Adam по обучению представлена на рисунке 2.17, по валидации на рисунке 2.18.

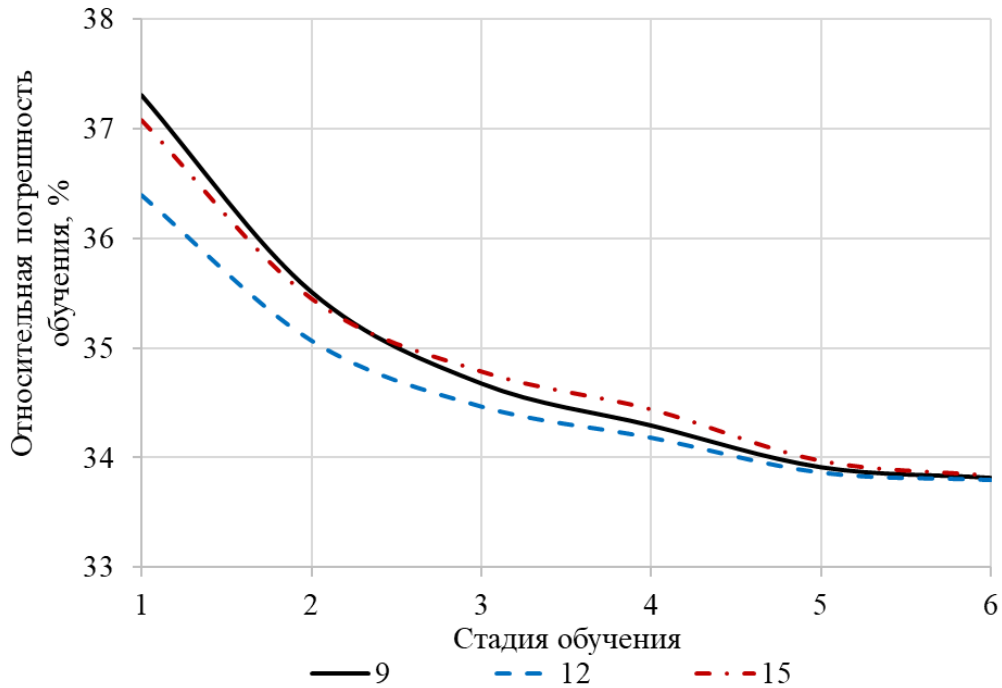


Рисунок 2.17 - Относительная погрешность обучения прогноза скорости ветра зимой (Sigmoid+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

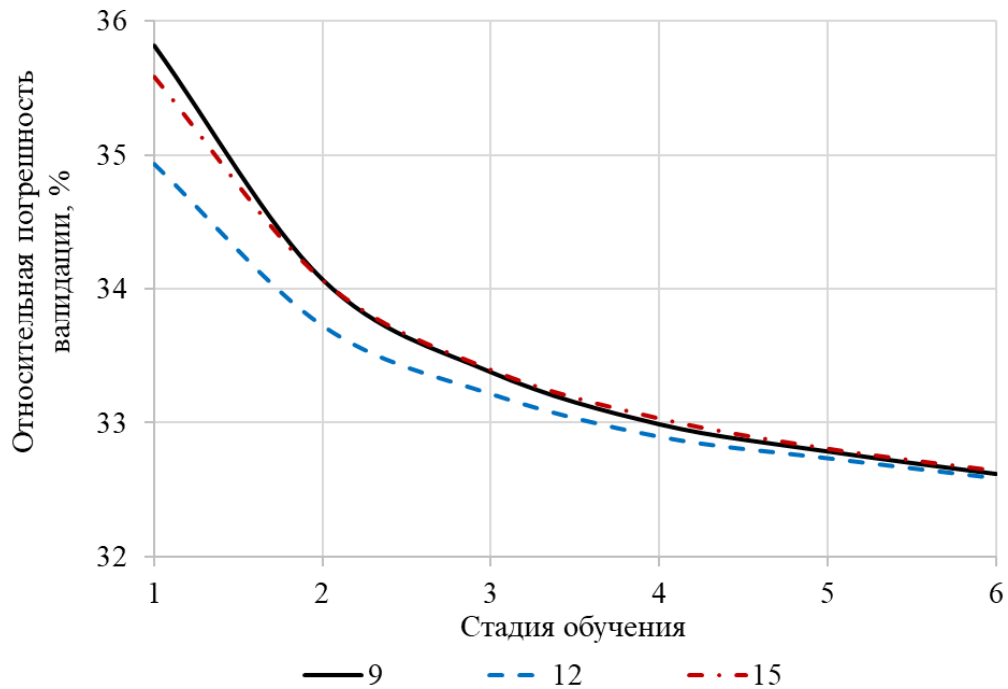


Рисунок 2.18 - Относительная погрешность валидации прогноза скорости ветра зимой (Sigmoid+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

Таблица 2.6 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой (Sigmoid+Adam) при 12 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	5	6
10^{-2}	Обучения, %	34,301	34,607	-	-	-	-
	Валидации, %	32,737	32,471	-	-	-	-
10^{-3}	Обучения, %	36,393	35,066	34,464	34,179	33,861	33,793
	Валидации, %	34,931	33,725	33,217	32,898	33,738	32,589
10^{-4}	Обучения, %	38,700	37,876	37,579	37,298	37,040	36,787
	Валидации, %	37,400	36,425	36,099	35,807	35,553	35,291

В таблице 2.7 приведены результаты определения оптимального количества нейронов прогноза скорости ветрового потока при функции активации скрытого слоя Sigmoid, алгоритмом обучения стохастический градиентный спуск (SGD) и шаге обучения, равном 10^{-2} .

Таблица 2.7 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой (Sigmoid +SGD) при шаге обучения, равном 10^{-2}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	37,468	35,788	36,391	35,755	35,431	35,454	35,956
	Валидации, %	35,989	34,364	34,884	34,244	33,959	34,135	34,256
2	Обучения, %	35,051	34,573	34,702	34,461	34,410	34,720	34,634
	Валидации, %	33,714	33,432	33,383	33,332	33,112	33,268	33,354
3	Обучения, %	34,368	34,163	34,005	34,174	34,091	34,129	34,080
	Валидации, %	33,209	32,844	32,908	32,891	32,749	32,792	32,90

Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой для Sigmoid +SGD по обучению представлена на рисунке 2.19, по валидации на рисунке 2.20.

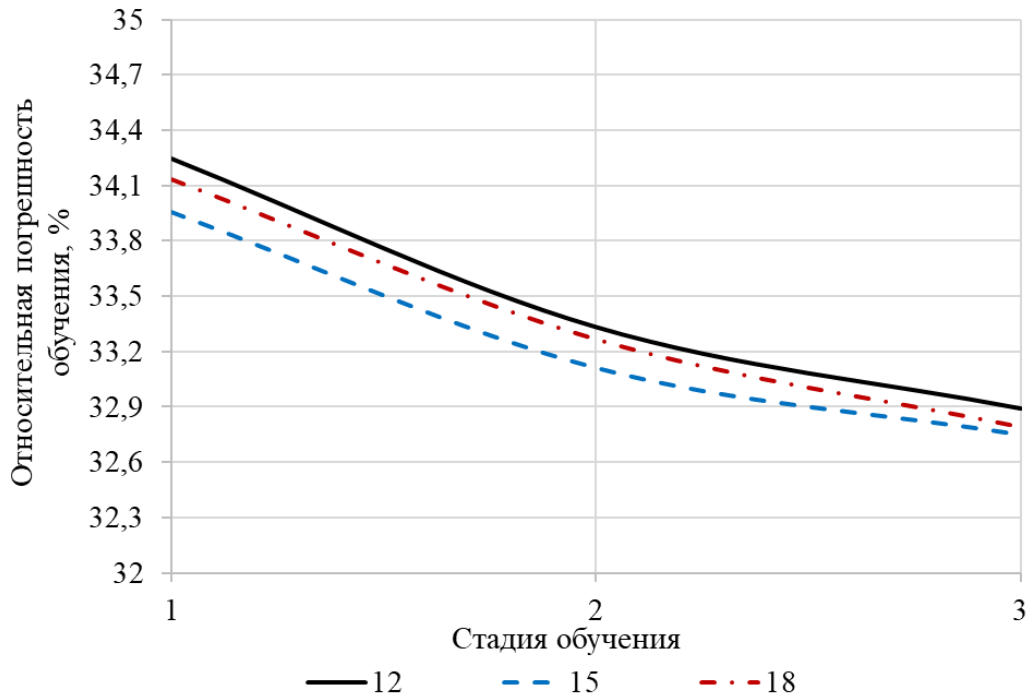


Рисунок 2.19 - Относительная погрешность обучения прогноза скорости ветра зимой (Sigmoid +SGD) с шагом $n=10^{-2}$

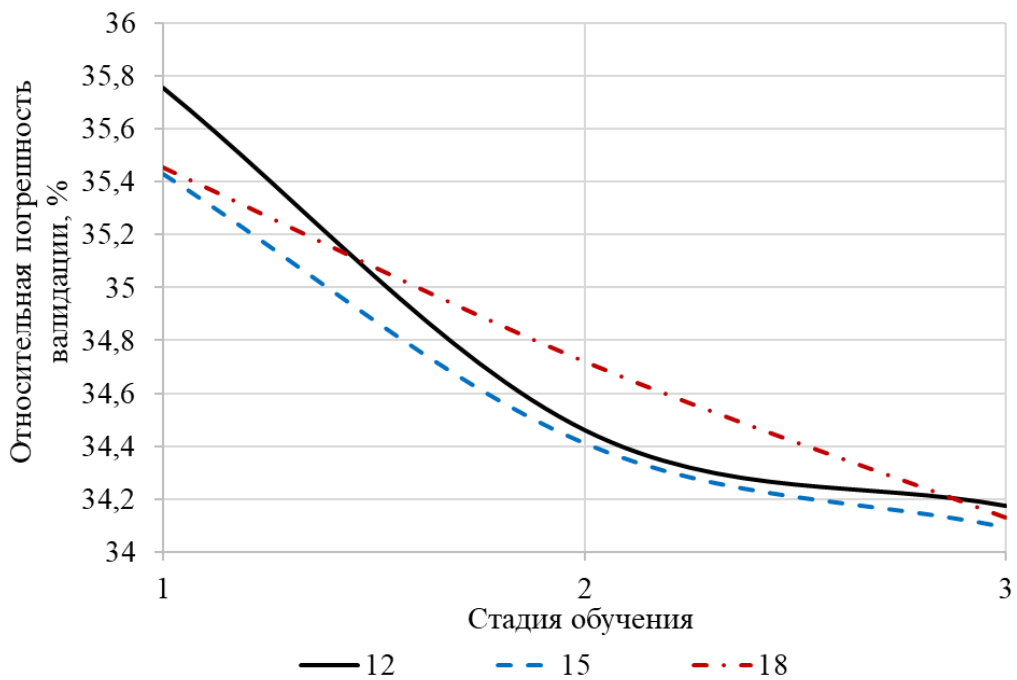


Рисунок 2.20 - Относительная погрешность валидации прогноза скорости ветра зимой (Sigmoid +SGD) с шагом $n=10^{-2}$

Таблица 2.8 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока зимой (Sigmoid +SGD) при 15 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	...	12
10^{-2}	Обучения, %	35,431	34,410	34,091	-	...	-
	Валидации, %	33,959	33,112	32,749	-	...	-
10^{-3}	Обучения, %	38,702	38,257	37,908	37,559	...	35,431
	Валидации, %	37,187	36,793	36,438	36,061	...	34,030
10^{-4}	Обучения, %	-	-	-	-	...	-
	Валидации, %	-	-	-	-	...	-

Аналогичном образом проведены исследования указанных сочетаний функций активации нейронов скрытого слоя и методов обучения, которые приведены ниже в таблицах 2.9, 2.10, 2.11, 2.12.

Таблица 2.9 - Сравнение результатов различного метода прогноза скорости ветрового потока зимой

Метод	Кол. ней. шт.	Шаг обуч.	Относительная погрешность	Стадия обучения				
				1	2	3	4	5
R+A	15	10^{-3}	Обучения, %	27,104	20,091	17,123	15,378	-
			Валидации, %	27,324	22,494	20,922	19,574	-
R+SGD	9	10^{-3}	Обучения, %	37,014	33,976	32,840	32,294	31,924
			Валидации, %	35,724	32,799	31,941	31,552	31,239
S+A	12	10^{-3}	Обучения, %	36,393	35,066	34,464	34,179	33,861
			Валидации, %	34,931	33,725	33,217	32,898	33,738
S+SGD	15	10^{-2}	Обучения, %	35,431	34,410	34,091	-	-
			Валидации, %	33,959	33,112	32,749	-	-

Продолжение таблицы 2.9

Метод	Колич. нейронов шт.	Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения			
				6	7	8	9
R+A	15	10^{-3}	Обучения, %	-	-	-	-
			Валидации, %	-	-	-	-
R+SGD	9	10^{-3}	Обучения, %	31,658	31,360	31,140	30,871
			Валидации, %	31,083	30,754	30,596	30,210
S+A	12	10^{-3}	Обучения, %	33,793	-	-	-
			Валидации, %	32,589	-	-	-
S+SGD	15	10^{-2}	Обучения, %	-	-	-	-
			Валидации, %	-	-	-	-

Таблица 2.10 - Сравнение результатов различного метода прогноза скорости ветра весной

Метод	Кол. нейр. шт.	Шаг обуч.	Относительная погрешность	Стадия обучения					
				1	2	3	4	5	6
R+A	15	10^{-3}	Обучения, %	32,125	27,274	24,576	-	-	-
			Валидации, %	31,207	27,639	26,113	-	-	-
R+SGD	6	10^{-3}	Обучения, %	36,422	35,858	35,576	35,339	35,146	34,967
			Валидации, %	33,706	33,540	33,426	33,299	33,223	33,192
S+A	6	10^{-3}	Обучения, %	38,653	37,472	36,963	36,461	36,304	36,052
			Валидации, %	35,268	34,363	34,081	33,837	33,882	33,646
S+SGD	15	10^{-2}	Обучения, %	37,833	36,760	36,482	-	-	-
			Валидации, %	34,608	33,984	33,781	-	-	-

Таблица 2.11 - Сравнение результатов различного метода прогноза скорости ветра летом

Метод	Кол. нейр. шт.	Шаг обуч.	Относительная погрешность	Стадия обучения					
				1	2	3	4	5	6
R+A	12	10^{-3}	Обучения, %	26,649	23,041	21,946	-	-	-
			Валидации, %	25,985	23,486	22,580	-	-	-
R+SGD	12	10^{-3}	Обучения, %	27,875	27,085	26,703	26,570	26,496	-
			Валидации, %	25,732	25,336	25,224	25,201	25,204	-
S+A	12	10^{-3}	Обучения, %	28,443	28,057	27,766	27,374	27,300	27,058
			Валидации, %	25,296	25,748	25,500	25,350	25,246	25,244
S+SGD	3	10^{-2}	Обучения, %	28,439	27,935	27,534	27,301	27,006	-
			Валидации, %	25,998	25,563	25,371	25,259	25,202	-

Таблица 2.12 - Сравнение результатов различного метода прогноза скорости ветра осенью

Метод	Кол. нейр. шт.	Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
				1	2	3	4	5	6
R+A	15	10^{-3}	Обучения, %	29,837	22,379	19,439	-	-	-
			Валидации, %	31,797	27,818	27,783	-	-	-
R+SGD	18	10^{-3}	Обучения, %	37,832	37,241	36,915	36,646	36,313	-
			Валидации, %	38,032	37,581	37,159	36,819	36,706	-
S+A	12	10^{-3}	Обучения, %	38,950	38,847	38,838	-	-	-
			Валидации, %	39,011	38,925	38,922	-	-	-
S+SGD	18	10^{-2}	Обучения, %	39,037	38,905	38,900	-	-	-
			Валидации, %	38,956	38,941	38,977	-	-	-

Результаты исследований показали, что для прогноза скорости ветрового потока оптимальным является применение функции активации ReLU с адаптивным методом обучения Adam и шагом обучения, равном 10^{-3} .

2.6.2 Анализ методов прогнозирования солнечной инсоляции на основе почасовых временных рядов

На втором этапе решена задача по прогнозированию значений на основе почасовых выборок солнечной инсоляции. Поскольку также, как и для скорости ветрового потока, диспетчерская управления для солнечной инсоляции фиксируется для каждого часа суток и, соответственно, баланс электроэнергии должен соблюдаться для каждого часа суток.

Далее проведена работа, аналогичная сбору данных для прогноза скорости ветра.

Ниже, в таблице 2.13 приведены результаты определения оптимального количества нейронов прогноза солнечной инсоляции при функции активации скрытого слоя ReLU, алгоритмом обучения адаптированный (Adam) и шаги обучения, равном 10^{-3} .

Таблица 2.13 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+Adam) при шаге обучения, равном 10^{-3}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	12,220	11,165	11,277	10,986	11,473	6,907	7,102
	Валидации, %	11,189	11,341	11,366	11,769	11,473	5,550	5,810
2	Обучения, %	11,278	11,082	11,184	11,615	11,065	6,477	6,641
	Валидации, %	11,203	11,086	11,361	11,259	10,897	5,479	5,579

Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой для Relu+Adam по обучению представлена на рисунке 2.21, по валидации на рисунке 2.22.

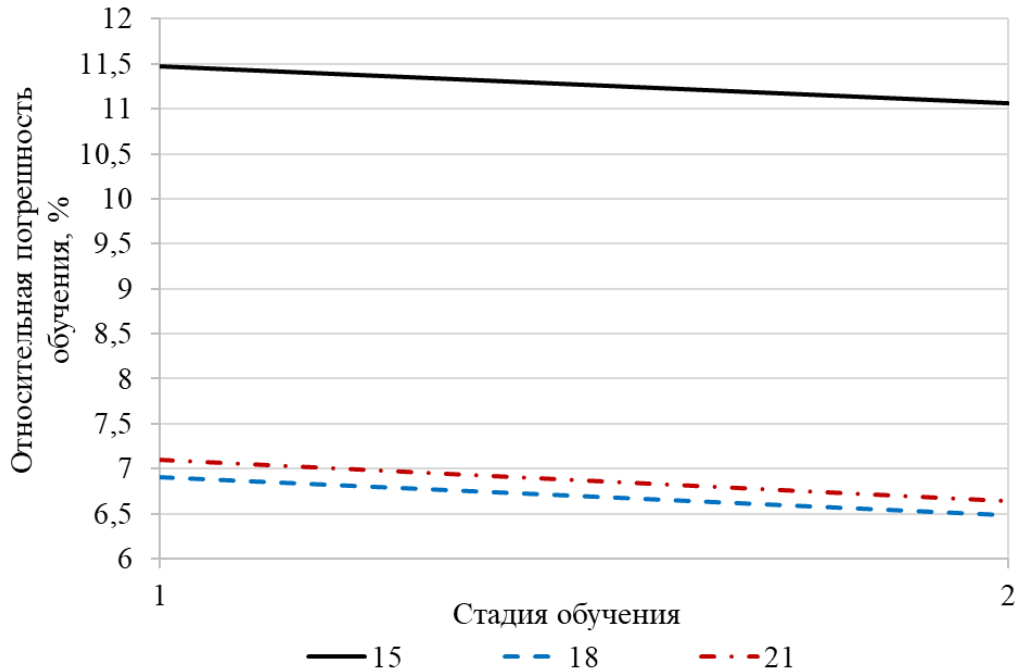


Рисунок 2.21 - Относительная погрешность обучения прогноза солнечной инсоляции зимний (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

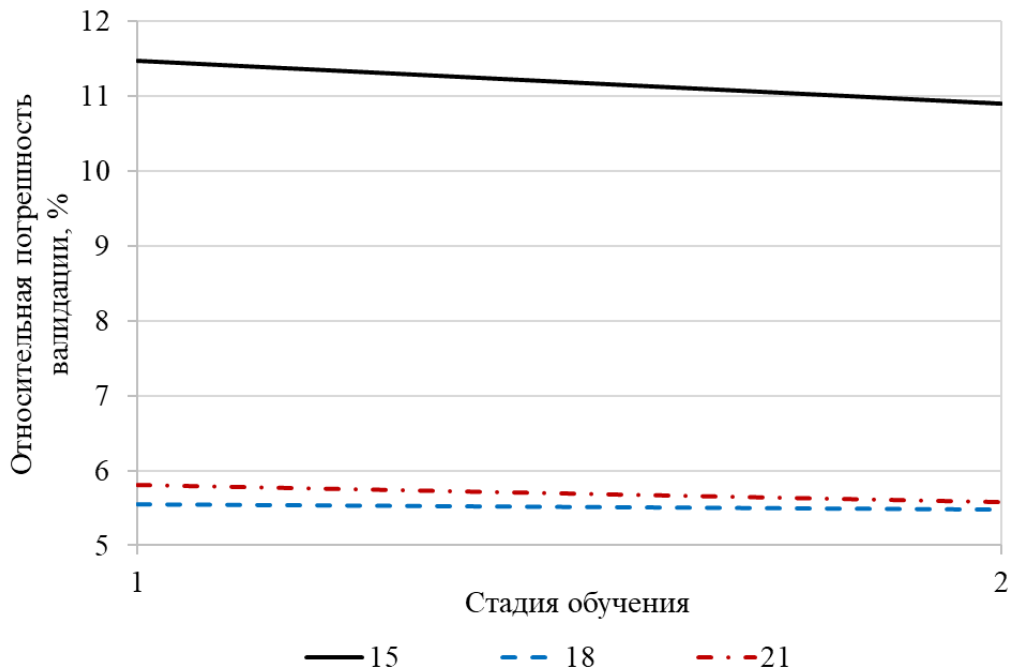


Рисунок 2.22 - Относительная погрешность валидации прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

Таблица 2.14 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+Adam) при 18 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	5	6
10^{-2}	Обучения, %	11,284	11,906	-	-	-	-
	Валидации, %	11,390	10,699	-	-	-	-
10^{-3}	Обучения, %	6,907	6,477	-	-	-	-
	Валидации, %	5,479	5,550	-	-	-	-
10^{-4}	Обучения, %	51,935	16,571	11,733	11,049	11,071	-
	Валидации, %	53,792	18,000	12,108	11,123	11,273	-

В таблице 2.15 приведены результаты определения оптимального количества нейронов прогноза солнечной инсоляции при функции активации скрытого слоя ReLU, алгоритмом обучения стохастический градиентный спуск (SGD) и шаге обучения, равном 10^{-4} .

Таблица 2.15 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+SGD) при шаге обучения, равном 10^{-4}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	15,595	16,153	15,652	14,146	13,771	11,755	15,879
	Валидации, %	17,768	16,610	11,984	11,011	15,487	13,560	16,440
2	Обучения, %	13,083	13,849	10,700	10,528	11,337	10,132	15,345
	Валидации, %	14,354	15,876	10,598	11,010	10,812	8,449	10,722
3	Обучения, %	11,453	11,740		10,602			
	Валидации, %	10,831	13,123		10,392			

Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой для Relu+SGD по обучению представлена на рисунке 2.23, по валидации на рисунке 2.24.

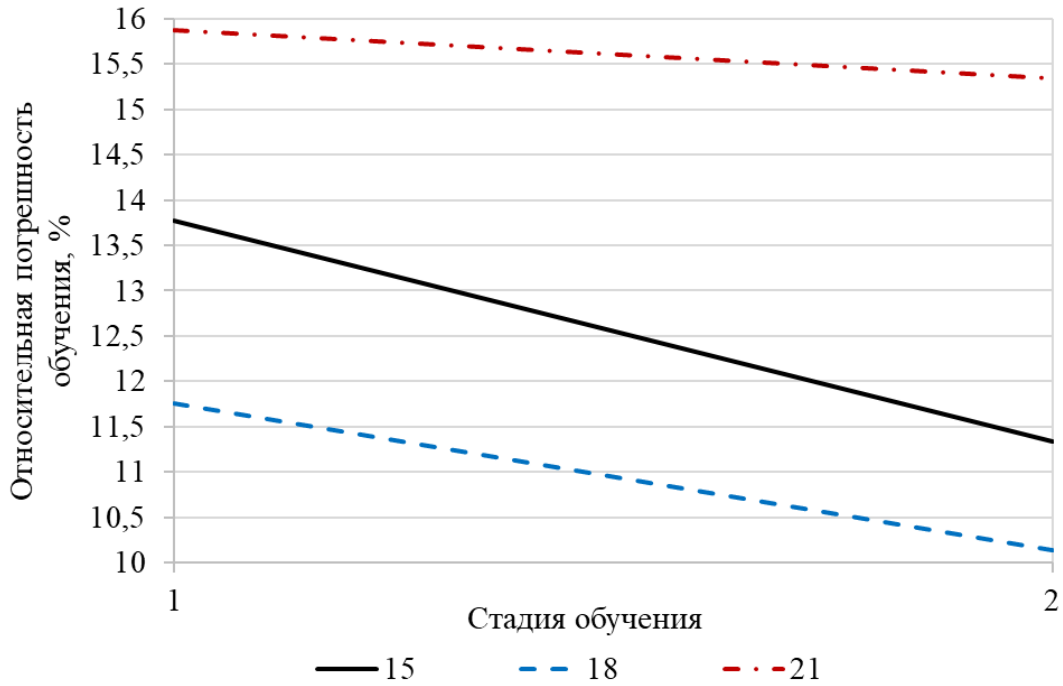


Рисунок 2.23 - Относительная погрешность обучения прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+SGD) с шагом $n=10^{-4}$

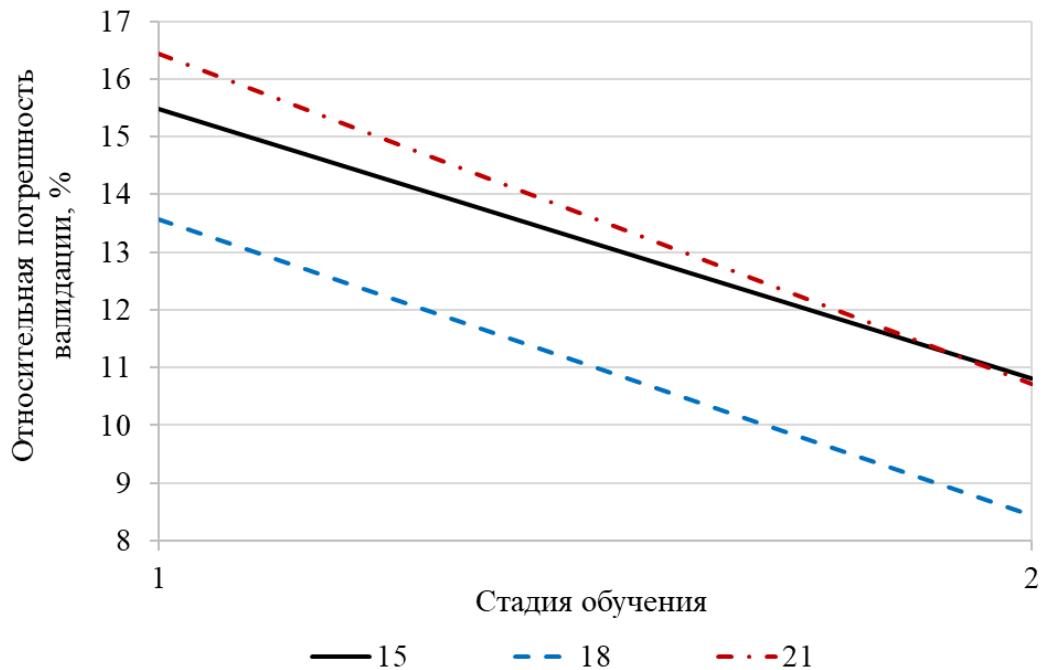


Рисунок 2.24 - Относительная погрешность валидации прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+SGD) с шагом $n=10^{-4}$

Таблица 2.16 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+SGD) при 18 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	5	6
$5 \cdot 10^{-4}$	Обучения, %	119,271	-	-	-	-	-
	Валидации, %	108,085	-	-	-	-	-
10^{-4}	Обучения, %	11,755	10,132	-	-	-	-
	Валидации, %	13,560	8,449	-	-	-	-

Ниже, в таблице 2.17 приведены результаты определения оптимального количества нейронов прогноза солнечной инсоляции при функции активации скрытого слоя Sigmoid, алгоритмом обучения адаптированный (Adam) и шаге обучения, равном 10^{-3} .

Таблица 2.17 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Sigmoid+Adam) при шаге обучения, равном 10^{-3}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	17,032	14,108	13,278	12,688	12,445	12,007	11,930
	Валидации, %	17,226	13,685	13,173	12,581	12,116	12,135	11,891
2	Обучения, %	10,939	11,608	11,521	10,822	10,879	12,084	11,463
	Валидации, %	10,328	11,110	10,954	10,714	10,796	11,913	11,365
3	Обучения, %	5,440	6,474	7,411	7,474	8,230	8,390	8,589
	Валидации, %	5,174	6,085	6,296	6,829	7,536	7,656	8,418
4	Обучения, %	4,809	5,707	6,518	6,881	7,410	7,481	7,916
	Валидации, %	4,923	4,986	5,676	6,290	6,730	6,749	7,019
5	Обучения, %	4,523	5,032	6,095	6,648	7,053	7,313	7,371
	Валидации, %	4,219	4,535	5,670	5,706	6,403	6,547	6,915
6	Обучения, %	4,311	4,847	5,731	6,322	6,664	6,863	7,223
	Валидации, %	3,998	4,684	4,995	5,975	6,204	6,577	6,519

Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой для Sigmoid+Adam по обучению представлена на рисунке 2.25, по валидации на рисунке 2.26.

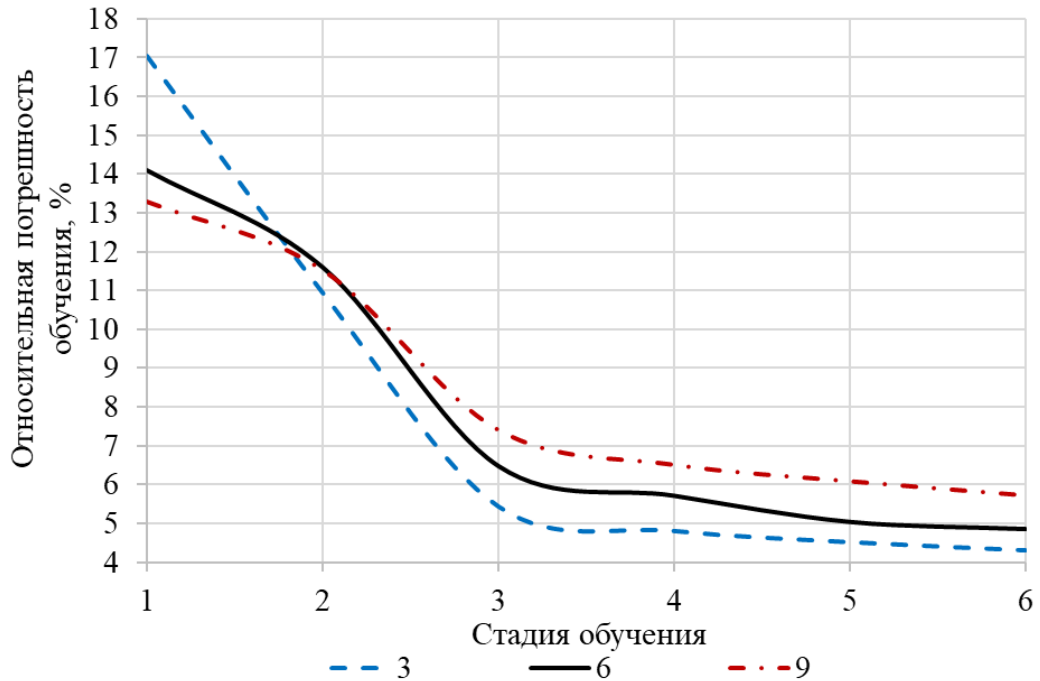


Рисунок 2.25 - Относительная погрешность обучения прогноза солнечной инсоляции зимой (Sigmoid+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

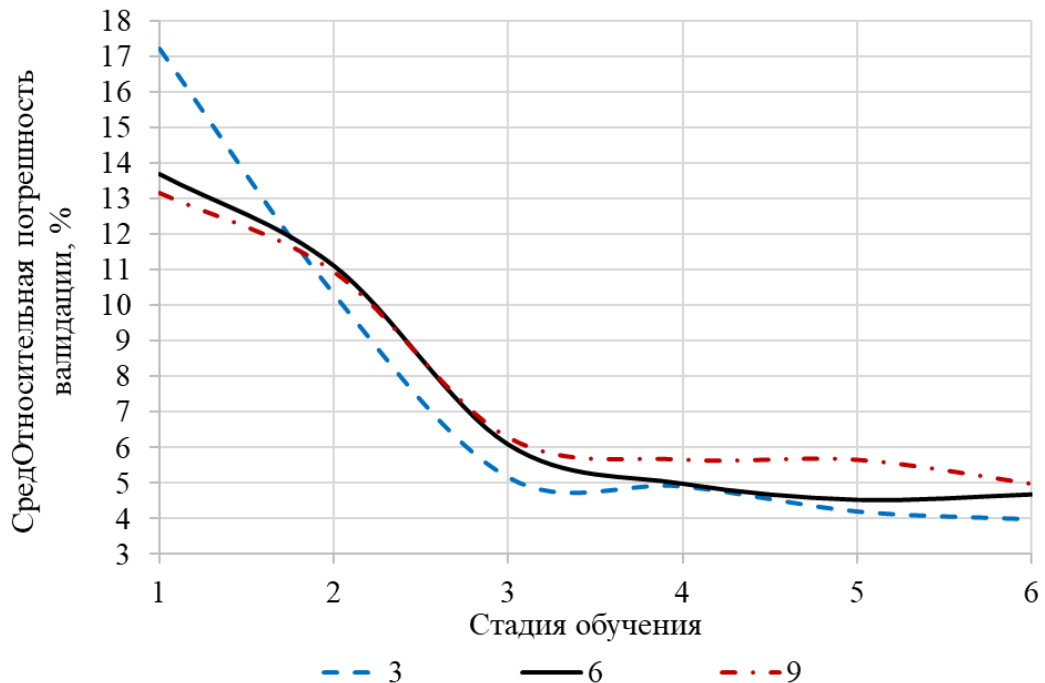


Рисунок 2.26 - Относительная погрешность валидации прогноза солнечной инсоляции зимой (Sigmoid+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

Таблица 2.18 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Sigmoid+Adam) при 3 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	5	6
10^{-3}	Обучения, %	5,5,69	4,588				
	Валидации, %	4,881	4,210				
10^{-3}	Обучения, %	17,032	10,939	5,440	4,809	4,523	4,311
	Валидации, %	17,226	10,328	5,174	4,923	4,219	3,998
10^{-4}	Обучения, %	70,815	52,264	35,083	22,730	17,676	14,961
	Валидации, %	72,019	51,566	32685	20,327	16,835	14,797

В таблице 2.19 приведены результаты определения оптимального количества нейронов прогноза солнечной инсоляции при функции активации скрытого слоя Sigmoid, алгоритмом обучения стохастический градиентный спуск (SGD) и шаге обучения, равном 10^{-4} .

Таблица 2.19 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Sigmoid+SGD) при шаге обучения, равном 10^{-4}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	13,968	13,469	12,901	12,294	12,686	12,371	13,207
	Валидации, %	14,393	13,909	12,816	12,649	12,892	12,687	14,011
2	Обучения, %	12,601	12,148	12,098	11,750	11,675	11,659	11,447
	Валидации, %	12,206	11,554	11,781	11,977	11,507	11,871	11,976
3	Обучения, %	11,494	11,068	11,668	11,724	11,485	11,701	11,304
	Валидации, %	11,186	10,811	10,913	10,916	11,584	11,847	12,158

Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой для Sigmoid+SGD по обучению представлена на рисунке 2.27, по валидации на рисунке 2.28.

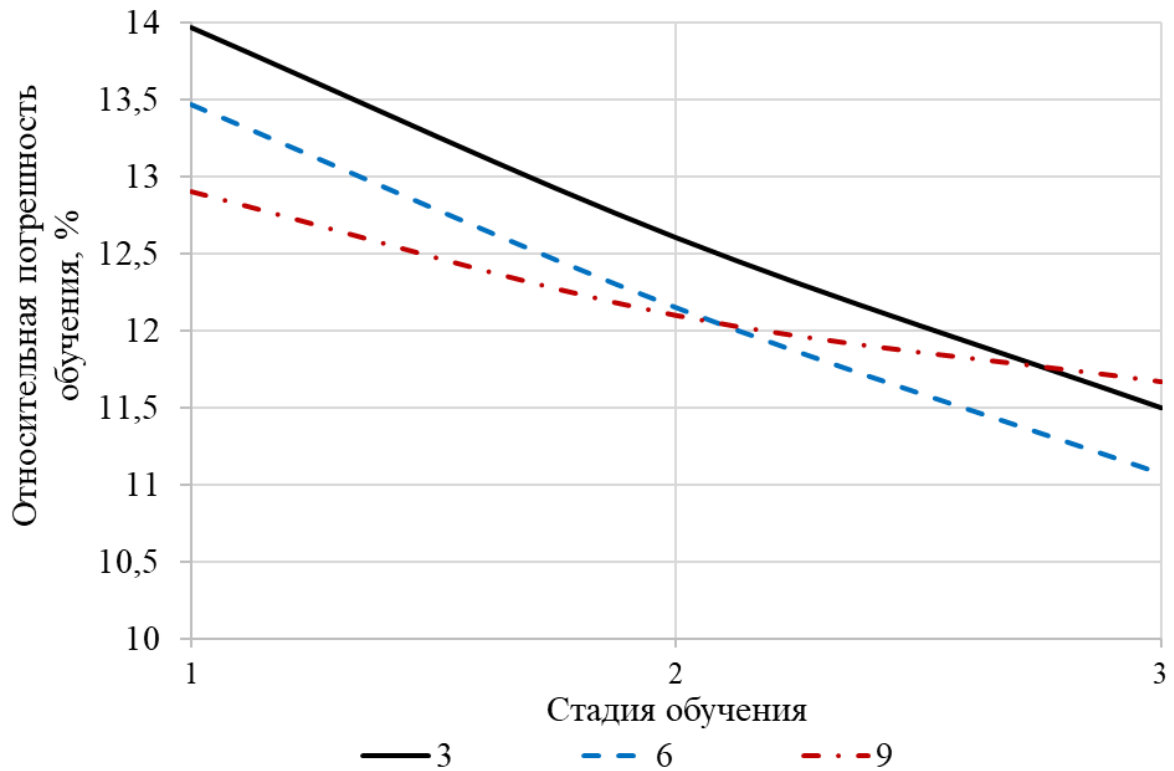


Рисунок 2.27 - Относительная погрешность обучения прогноза солнечной инсоляции зимой (Sigmoid+SGD) с шагом $n=10^{-4}$

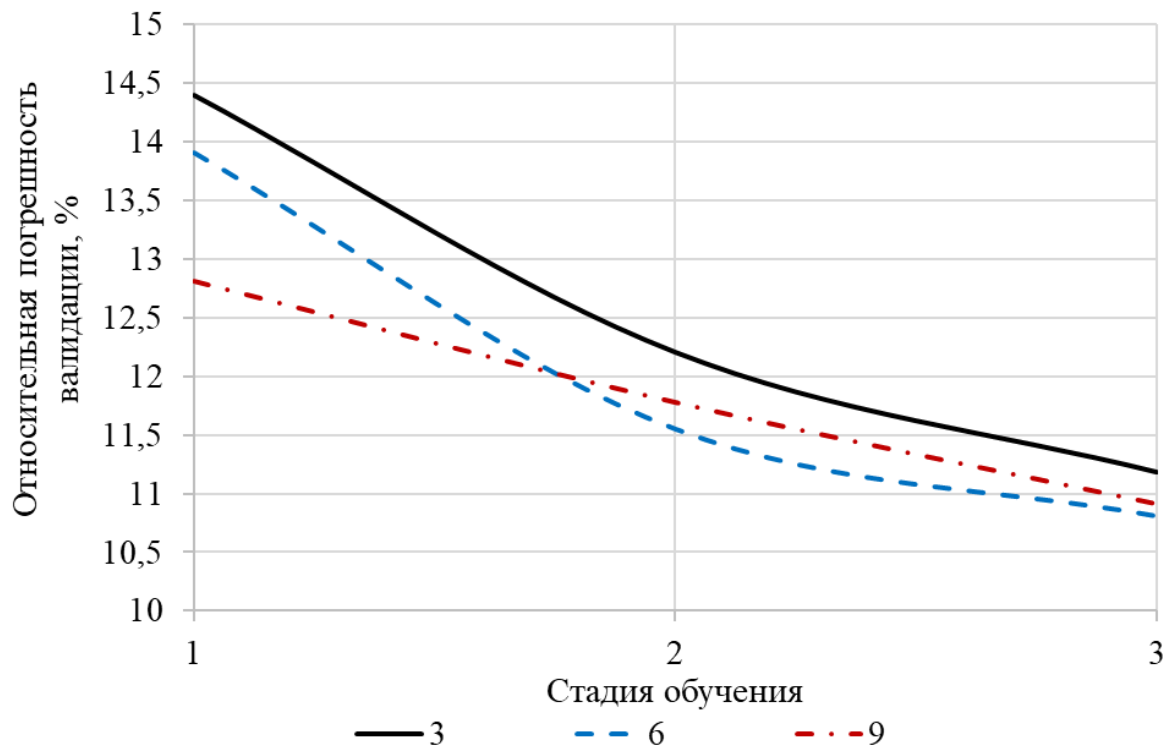


Рисунок 2.28 - Относительная погрешность валидации прогноза солнечной инсоляции зимой (Sigmoid+SGD) с шагом $n=10^{-4}$

Таблица 2.20 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Sigmoid+SGD) при 6 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	5	6
$5 \cdot 10^{-4}$	Обучения, %	20,762	20,047	-	-	-	-
	Валидации, %	21,015	23,471	-	-	-	-
10^{-4}	Обучения, %	13,469	12,148	11,068	-	-	-
	Валидации, %	13,909	11,554	10,811	-	-	-

Аналогичном образом проведены исследования указанных сочетаний функций активации нейронов скрытого слоя и методов обучения, которые приведены ниже в таблицах 2.21, 2.22, 2.23, 2.24.

Таблица 2.21 - Сравнение результатов различного метода прогноза солнечной инсоляции зимой

Метод	Кол. нейронов	Шаг обуч.	Относительная погрешность	Стадия обучения					
				1	2	3	4	5	6
R+A	18	10^{-3}	Обучения, %	6,907	6,477	-	-	-	-
			Валидации, %	5,479	5,550	-	-	-	-
R+SGD	18	10^{-4}	Обучения, %	11,755	10,132	-	-	-	-
			Валидации, %	13,560	8,449	-	-	-	-
S+A	3	10^{-3}	Обучения, %	17,032	10,939	5,440	4,809	4,523	4,311
			Валидации, %	17,226	10,328	5,174	4,923	4,219	3,998
S+SGD	6	10^{-4}	Обучения, %	13,469	12,148	11,068	-	-	-
			Валидации, %	13,909	11,554	10,811	-	-	-

Таблица 2.22 - Сравнение результатов различного метода прогноза солнечной энергии весной

Метод	Кол. нейр.	Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
				1	2	3	4	5	6
R+A	12	10^{-3}	Обучения, %	7,754	7,613	7,578	-	-	-
			Валидации, %	7,974	7,908	7,818	-	-	-
R+SGD	15	10^{-4}	Обучения, %	7,966	-	-	-	-	-
			Валидации, %	8,332	-	-	-	-	-
S+A	15	10^{-3}	Обучения, %	8,385	7,588	7,336	7,165	-	-
			Валидации, %	8,468	7,745	7,507	7,226	-	-
S+SGD	6	10^{-4}	Обучения, %	8,184	7,442	-	-	-	-
			Валидации, %	8,324	7,519	-	-	-	-

Таблица 2.23 - Сравнение результатов различного метода прогноза солнечной энергии летом

Метод	Кол. нейр.	Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
				1	2	3	4	5	6
R+A	15	10^{-3}	Обучения, %	8,389	8,273	-	-	-	-
			Валидации, %	8,212	8,164	-	-	-	-
R+ SGD	12	10^{-4}	Обучения, %	8,408	7,024	-	-	-	-
			Валидации, %	7,553	6,782	-	-	-	-
S+A	12	10^{-3}	Обучения, %	9,459	8,950	8,792	-	-	-
			Валидации, %	9,260	8,857	8,729	-	-	-
S+ SGD	15	10^{-4}	Обучения, %	9,105	8,986	-	-	-	-
			Валидации, %	8,748	8,616	-	-	-	-

Таблица 2.24 - Сравнение результатов различного метода прогноза солнечной энергии осенью

Метод	Кол. нейр.	Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
				1	2	3	4	5	6
R+A	6	10^{-3}	Обучения, %	11,507	3,351	-	-	-	-
			Валидации, %	11,050	3,516	-	-	-	-
R+ SGD	6	10^{-4}	Обучения, %	12,846	9,611	-	-	-	-
			Валидации, %	12,483	9,592	-	-	-	-
S+A	6	10^{-3}	Обучения, %	10,307	3,132	2,364	-	-	-
			Валидации, %	9,592	2,830	2,642	-	-	-
S+ SGD	12	10^{-4}	Обучения, %	9,556	7,207	-	-	-	-
			Валидации, %	9,268	7,007	-	-	-	-

Результаты исследований показали, что для прогноза солнечной инсоляции оптимальным является применение функции активации Sigmoid с адаптивным методом обучения Adam и шагом обучения, равном 10^{-3} .

2.7 Анализ методов прогнозирования скорости ветрового потока и солнечной инсоляции по общей выборке временного ряда

Анализ погрешности прогноза скорости ветра. На следующем этапе прогнозирования скорости ветрового потока в регионе Памира использована общая выборка ретроспективных данных почасовых значений величины скорости ветра за каждый сезон в количестве 90 дней по 24 часа, соответственно для зимы, весны, лета и осени.

Как показано выше, в пункте 2.6.1, из возможных сочетаний функций активации нейронов скрытого слоя ReLU и Sigmoid, а также методов обучения адаптированный (Adam) и стохастический градиент спуск, наилучшие результаты с точки зрения наименьшей относительной погрешности прогноза дает сочетания ReLU+Adam.

Таблица 2.25 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока в зимний (Relu+Adam) период при шаге обучения равном 10^{-3}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	43,799	42,536	43,344	40,985	40,786	40,04	40,058
	Валидации, %	37,555	37,455	37,097	37,462	37,049	36,937	37,536
2	Обучения, %	41,207	39,583	39,357	38,042	39,022	37,809	38,105
	Валидации, %	37,079	36,967	37,003	37,076	36,963	36,683	37,088
3	Обучения, %	39,458	38,048	37,762	36,563	37,705	35,778	35,885
	Валидации, %	37,262	36,873	36,762	36,829	36,667	36,445	36,823
4	Обучения, %	37,996	36,952	36,921	35,093	35,776	33,876	34,179
	Валидации, %	37,045	36,640	36,599	36,421	36,365	36,137	36,552
5	Обучения, %	36,878	36,062	36,080	33,985	34,211	32,224	32,815
	Валидации, %	36,805	36,445	36,381	36,066	36,198	35,803	36,233
6	Обучения, %	35,858	35,304	35,352	33,090	33,022	31,102	31,663
	Валидации, %	36,630	36,201	36,076	35,831	35,910	35,469	35,895
7	Обучения, %	34,968	34,603	34,656	32,291	32,019	30,583	-
	Валидации, %	36,585	36,002	35,812	35,784	35,754	35,211	-
8	Обучения, %	-	33,934	33,977	-	-	-	-
	Валидации, %	-	35,910	35,592	-	-	-	-
9	Обучения, %	-	33,279	33,339	-	-	-	-
	Валидации, %	-	35,581	35,376	-	-	-	-
10	Обучения, %	-	32,653	32,737	-	-	-	-
	Валидации, %	-	35,336	35,186	-	-	-	-

В таблице 2.25 представлены результаты относительной погрешности прогнозирования скорости ветра в зимний период с помощью программы

“Построение нейросетевых моделей для прогнозирования энергетического потенциала альтернативных источников энергии” на основе представленной выше адаптивной нейронной сети. Результаты показывают, что оптимальное число нейронов входного слоя составляет 18.

Оптимальное значение количества нейронов 18 подтверждается рисунками 2.29 и 2.30.

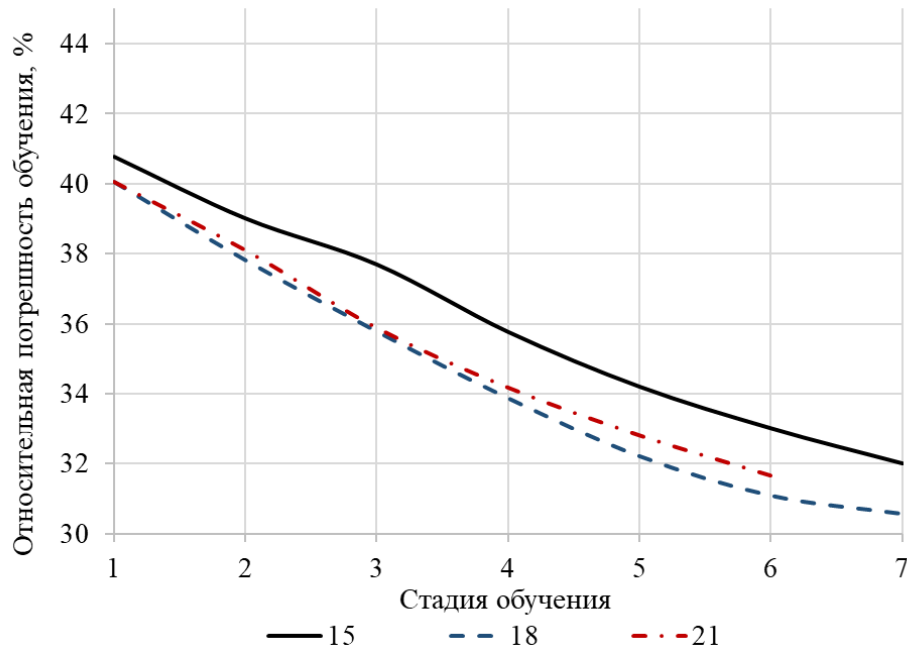


Рисунок 2.29 - Относительная погрешность обучения прогноза скорости ветра зимний (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

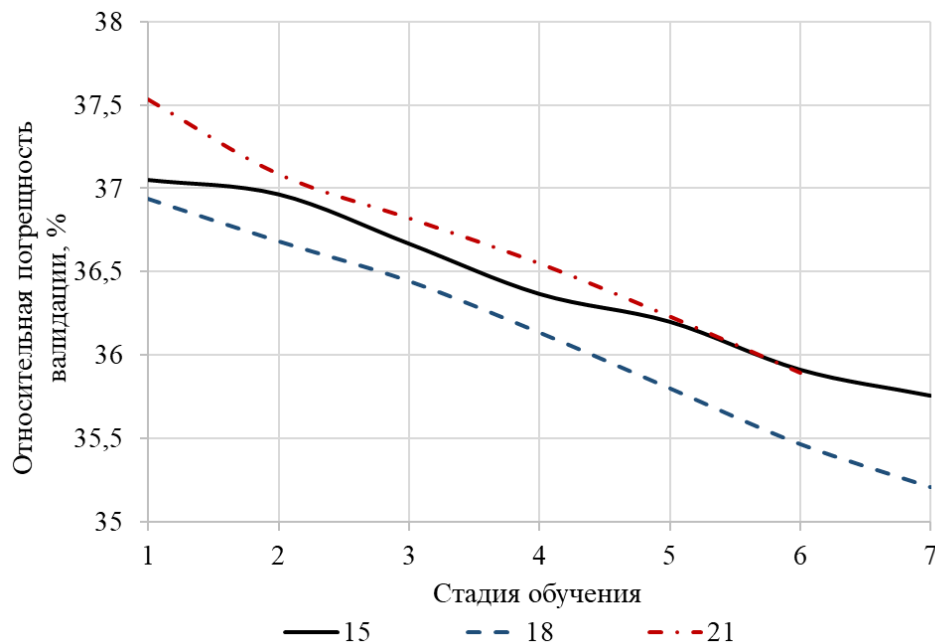


Рисунок 2.30 - Относительная погрешность валидации прогноза скорости ветра зимой (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

Далее было выполнено исследование о влиянии шага обучения нейронных сетей на величину погрешности прогноза. Были выбраны значения шага обучения, равные 10^{-2} , 10^{-3} и 10^{-4} .

Таблица 2.26 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока в зимний (Relu+Adam) период при 18 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадии обучения						
		1	2	3	4	5	6	7
10^{-2}	Обучения, %	21,937	-	-	-	-	-	-
	Валидации, %	36,006	-	-	-	-	-	-
10^{-3}	Обучения, %	29,404	24,525	-	-	-	-	-
	Валидации, %	35,390	37,763	-	-	-	-	-
10^{-4}	Обучения, %	40,058	38,105	35,885	34,179	32,815	31,663	30,583
	Валидации, %	37,536	37,088	36,823	36,552	36,233	35,895	35,711

Проведенные исследования для всех сезонов года по общей ретроспективной выборке показали, что оптимальным шагом является 10^{-3} (0,001). Окончательные результаты погрешности прогноза для разных сезонов при этом шаге обучении сведены в таблицу 2.27.

Таблица 2.27 - Относительная погрешность прогноза скорости ветрового потока (Relu+Adam) при шаге обучения 10^{-3}

Время года	Кол. нейронов, шт	Относительная погрешность	Стадия обучения	
			1	2
Зима	18	Обучения, %	29,404	24,525
		Валидации, %	35,390	37,763
Весна	15	Обучения, %	28,264	23,625
		Валидации, %	39,500	42,124
Лета	18	Обучения, %	25,431	-
		Валидации, %	31,905	-
Осень	18	Обучения, %	25,236	20,656
		Валидации, %	36,520	37,568

Анализ погрешности прогноза солнечной инсоляции. Как показано выше, в пункте 2.6.2, из возможных сочетаний функций активации нейронов скрытого слоя ReLU и Sigmoid, а также методов обучения адаптированный (Adam) и стохастический градиент спуск, наилучшие результаты с точки зрения наименьшей относительной погрешности прогноза дает сочетания Sigmoid +Adam. Тем не менее, для этого случая функции активация ReLU и Sigmoid при адаптивном обучении (Adam) дают примерно равные погрешности (7,2 и 7,8). В связи с этим, для дальнейших исследований было выбрано сочетание функции активации и метода обучения ReLU+Adam.

Аналогичный прогноз по общей выборке для солнечной инсоляции представлен в таблице 2.28. Показано, что для зимнего сезона оптимальное значение количество нейронов равно 12.

Таблица 2.28 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+Adam) при шаге обучения, равном 10^{-3}

Стадия обучения	Относительная погрешность	Количество нейронов, шт.						
		3	6	9	12	15	18	21
1	Обучения, %	31,439	6,355	8,376	5,833	5,620	4,459	5,067
	Валидации, %	39,322	7,014	9,108	6,372	6,029	4,681	5,253
2	Обучения, %	17,673	5,508	5,100	3,508	3,382	2,282	3,206
	Валидации, %	21,341	5,849	5,258	3,581	3,505	2,361	3,273
3	Обучения, %	9,134	4,383	4,082	2,113	1,992	1,934	1,971
	Валидации, %	9,689	4,620	4,123	2,115	2,044	1,957	2,010
4	Обучения, %	8,546	2,507	2,885	1,901	1,827	1,810	1,794
	Валидации, %	8,850	2,471	2,941	1,934	1,844	1,831	1,849
5	Обучения, %	-	1,966	2,121	1,779	1,769	-	-
	Валидации, %	-	1,972	2,167	1,760	1,748	-	-
6	Обучения, %	-	1,757	1,811	1,664	1,697	-	-
	Валидации, %	-	1,767	1,924	1,672	1,715	-	-
7	Обучения, %	-	-	1,732	-	-	-	-
	Валидации, %	-	-	1,772	-	-	-	-

Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой для Relu+Adam по обучению представлена на рисунке 2.31, по валидации на рисунке 2.32.

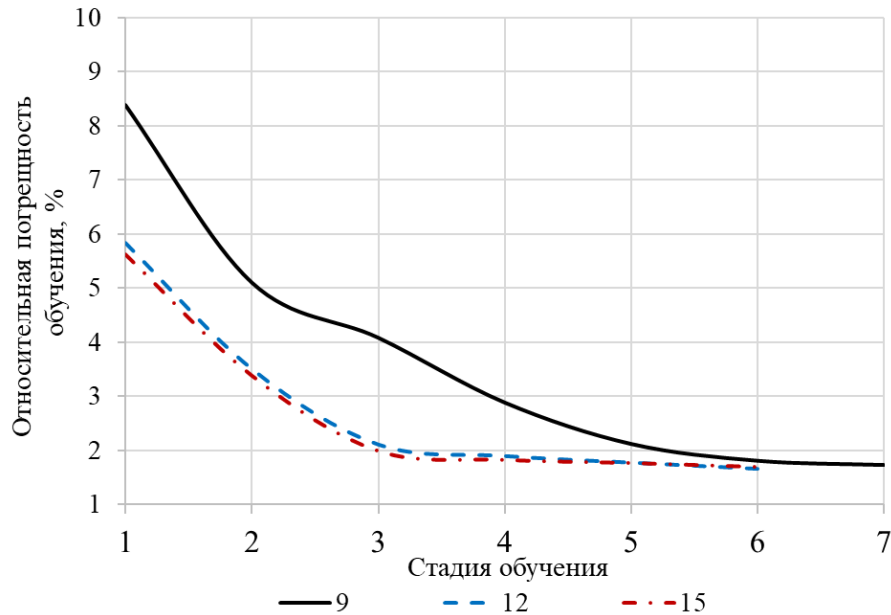


Рисунок 2.31 - Относительная погрешность обучения прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

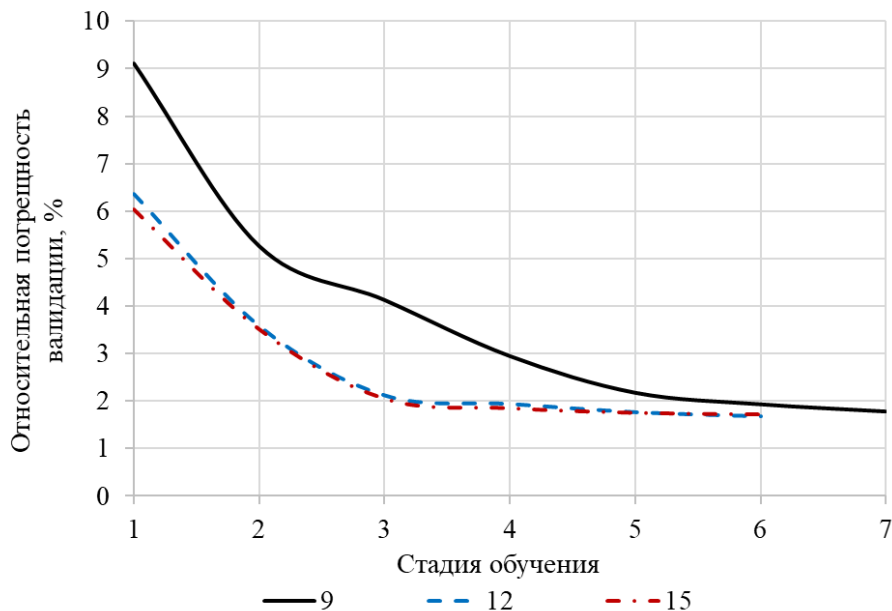


Рисунок 2.32 - Относительная погрешность валидации прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+Adam) с шагом $n=10^{-3}$

Аналогично вышеприведенным исследованиям для зимнего периода относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции в зависимости от шага обучения приведены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции зимой (Relu+Adam) при 12 нейронах и изменении шага обучения

Шаг обучения	Относительная погрешность	Стадия обучения					
		1	2	3	4	5	6
10^{-2}	Обучения, %	2,141	2,122	-	-	-	-
	Валидации, %	2,069	2,089	-	-	-	-
10^{-3}	Обучения, %	5,833	3,508	2,113	1,901	1,779	1,664
	Валидации, %	6,372	3,581	2,115	1,934	1,760	1,672
10^{-4}	Обучения, %	40,950	29,013	23,013	14,923	8,982	5,773
	Валидации, %	45,685	35,994	28,226	18,018	10,411	6,445

Таблица 2.30 - Относительная погрешность прогноза солнечной инсоляции (Relu+Adam) при шаге обучения 10^{-3}

Время года	Кол. нейронов, шт	Относительная погрешность	Стадия обучения					
			1	2	3	4	5	6
Зима	12	Обучения, %	5,833	3,508	2,113	1,901	1,779	1,664
		Валидации, %	6,372	3,581	2,115	1,934	1,760	1,672
Весна	15	Обучения, %	5,909	1,685	1,415	1,252	1,170	1,090
		Валидации, %	7,364	1,960	1,652	1,498	1,397	1,313
Лета	12	Обучения, %	3,247	1,783	1,158	0,866	0,699	0,592
		Валидации, %	4,162	2,140	1,307	0,944	0,782	0,658
Осень	6	Обучения, %	4,725	3,930	3,656	3,160	2,006	1,281
		Валидации, %	5,540	4,626	4,261	3,403	2,145	1,389

Продолжение таблицы 2.30

Время года	Кол. нейронов, шт	Относительная погрешность	Стадия обучения			
			7	8	9	10
Зима	12	Обучения, %	-	-	-	-
		Валидации, %	-	-	-	-
Весна	15	Обучения, %	1,015	0,977	0,871	0,816
		Валидации, %	1,202	1,141	1,041	0,947
Лета	12	Обучения, %	0,508	-	-	-
		Валидации, %	0,564	-	-	-
Осень	6	Обучения, %	0,889	0,807	-	-
		Валидации, %	0,951	0,842	-	-

Из таблицы 2.30 видно, что для каждого из сезонов (зима, весна, лето и осень) количество стадий обучения разное: для зимы – 6; для весны – 10; для лета

– 7; для осени – 8. Это обусловлено статистическими выборками и количеством нейронов во входном нейроне.

2.8 Прогнозирования скорости ветрового потока и солнечной инсоляции

Прогнозирование на основе почасовых значений ретроспективных временных рядов. Полные результаты исследований и сравнительный анализ методов определения погрешности прогнозирования скорости ветра для всех сезонов приведены в таблице 2.31.

Таблица 2.31 - Погрешность прогноза скорости ветрового потока на основе почасовых временных рядов

Метод	Кол. нейронов, шт.	Шаг обучения	Относ. погрешность валидации %
Зима			
ReLU+Adam	15	10^{-3}	19,574
ReLU+Gradient	9	10^{-3}	31,083
Sigmoid+Adam	12	10^{-3}	30,210
Sigmoid+Gradient	15	10^{-2}	32,749
Весна			
ReLU+Adam	15	10^{-3}	26,113
ReLU+Gradient	6	10^{-3}	33,192
Sigmoid+Adam	6	10^{-3}	33,646
Sigmoid+Gradient	15	10^{-2}	33,781
Лето			
ReLU+Adam	12	10^{-3}	22,580
ReLU+Gradient	12	10^{-3}	25,204
Sigmoid+Adam	12	10^{-3}	25,244
Sigmoid+Gradient	3	10^{-2}	25,202
Осень			
ReLU+Adam	15	10^{-3}	27,783
ReLU+Gradient	18	10^{-3}	36,706
Sigmoid+Adam	12	10^{-3}	38,922
Sigmoid+Gradient	18	10^{-2}	38,977

Видно, что наилучший прогноз реализуется при использовании функции активации нейрона скрытого слоя ReLU совместно с адаптивным методом обучения Adam. При этом наименьшая погрешность прогноза оказалась для зимнего сезона, она составила 19 %.

На рисунках 2.33, 2.34, 2.35, 2.36 представлены соответственно прогнозные значения скорости ветра на суточном интервале для зимнего, весеннего, летнего и осеннего сезонов.



Рисунок 2.33 - Прогнозирование скорости ветра зимой на основе почасовых временных рядов

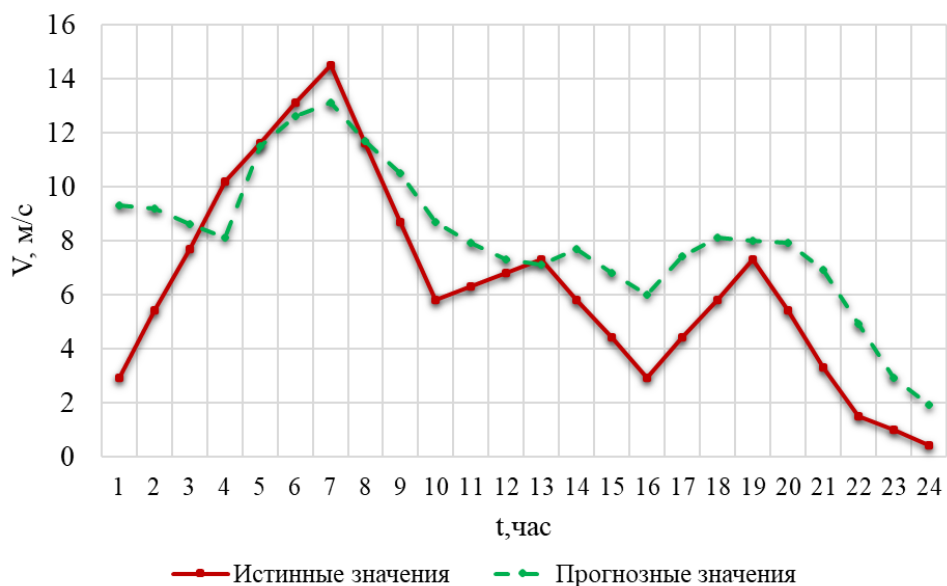


Рисунок 2.34 - Прогнозирование скорости ветра весной на основе почасовых временных рядов



Рисунок 2.35 - Прогнозирование скорости ветра летом на основе почасовых временных рядов

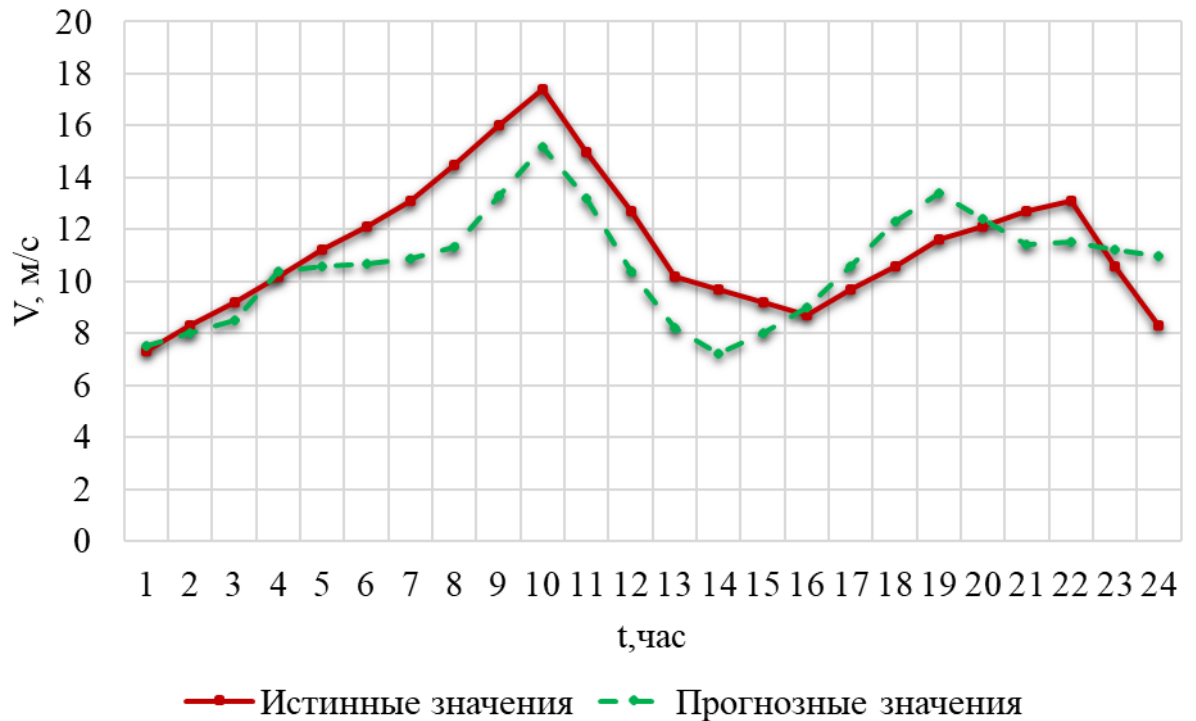


Рисунок 2.36 - Прогнозирование скорости ветра осенью на основе почасовых временных рядов

Далее, в таблице 2.32 представлены результаты исследований и сравнительный анализ методов определения погрешности прогнозов солнечной инсоляции для различных сезонов.

Таблица 2.32 - Погрешность прогноза солнечной инсоляции на основе почасовых временных рядов

Метод	Кол. нейронов, шт.	Шаг обучения	Относ. погрешность валидации %
Зима			
ReLU+Adam	18	10^{-3}	5,550
ReLU+Gradient	18	10^{-4}	8,449
Sigmoid+Adam	3	10^{-3}	3,998
Sigmoid+Gradient	6	10^{-4}	10,811
Весна			
ReLU+Adam	12	10^{-3}	7,818
ReLU+Gradient	15	10^{-4}	8,332
Sigmoid+Adam	15	10^{-3}	7,226
Sigmoid+Gradient	6	10^{-4}	7,519
Лето			
ReLU+Adam	15	10^{-3}	8,164
ReLU+Gradient	12	10^{-4}	6,782
Sigmoid+Adam	12	10^{-3}	8,729
Sigmoid+Gradient	15	10^{-4}	8,616
Осень			
ReLU+Adam	6	10^{-3}	3,516
ReLU+Gradient	6	10^{-4}	9,592
Sigmoid+Adam	6	10^{-3}	2,642
Sigmoid+Gradient	12	10^{-4}	7,007

Как было показано выше, выбран наилучший метод прогнозирования ReLU+Adam.

Полученные результаты прогноза солнечной инсоляции на основе почасовых значений приведены на рисунках 2.37, 2.38, 2.39, 2.40 на суточном интервале соответственно для зимнего, весеннего, летнего и осеннего сезонов.



Рисунок 2.37 - Прогнозирование солнечной инсоляции зимой на основе почасовых временных рядов

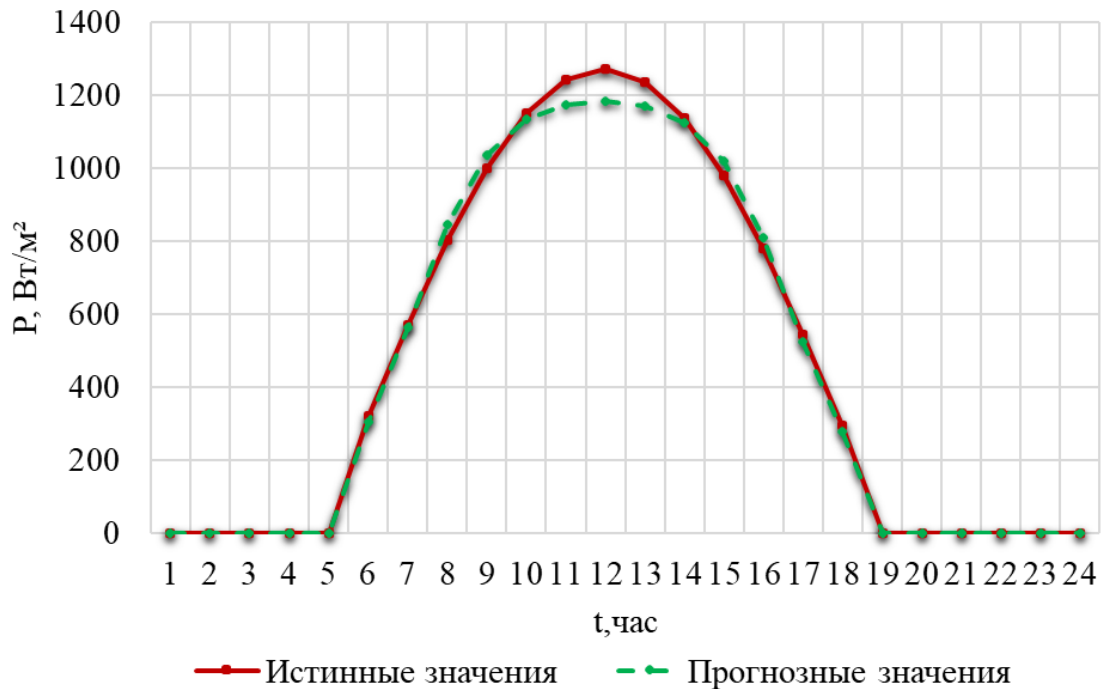


Рисунок 2.38 - Прогнозирование солнечной инсоляции весной на основе почасовых временных рядов



Рисунок 2.39 - Прогнозирование солнечной инсоляции летом на основе почасовых временных рядов

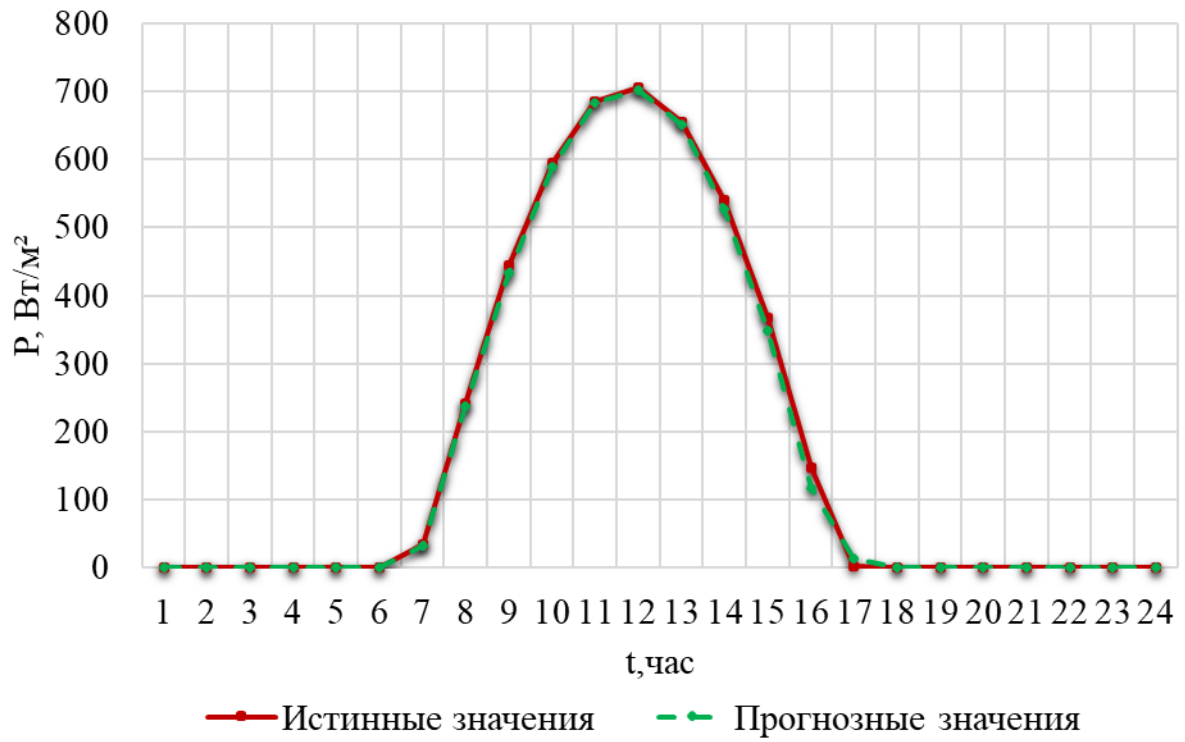


Рисунок 2.40 - Прогнозирование солнечной инсоляции осенью на основе почасовых временных рядов

Прогнозирование по общей выборке ретроспективных временных рядов. Результаты исследований и сравнительный анализ погрешности прогнозирования скорости ветра с применением функции активации нейронов скрытого слоя ReLU и адаптивного метода обучения Adam для всех сезонов приведены в таблице 2.33.

Таблица 2.33 - Погрешность прогноза скорости ветрового потока по общей выборке

Время года	Кол. нейронов, шт.	Шаг обучения	Относ. погрешность валидации %
Зима	18	10^{-3}	37,763
Весна	15		42,124
Лето	18		31,905
Осень	18		37,568

Можно констатировать, что наименьшая погрешность прогноза будет для летнего сезона и составит 31,9 %. Эту погрешность желательно уменьшить.

Следовательно, погрешность прогноза скорости ветра по общей выборке значительно хуже, чем для почасовых значений (31,9 % против 19 %).

Ниже, на рисунках 2.41, 2.42, 2.43, 2.44, приведены результаты прогноза.

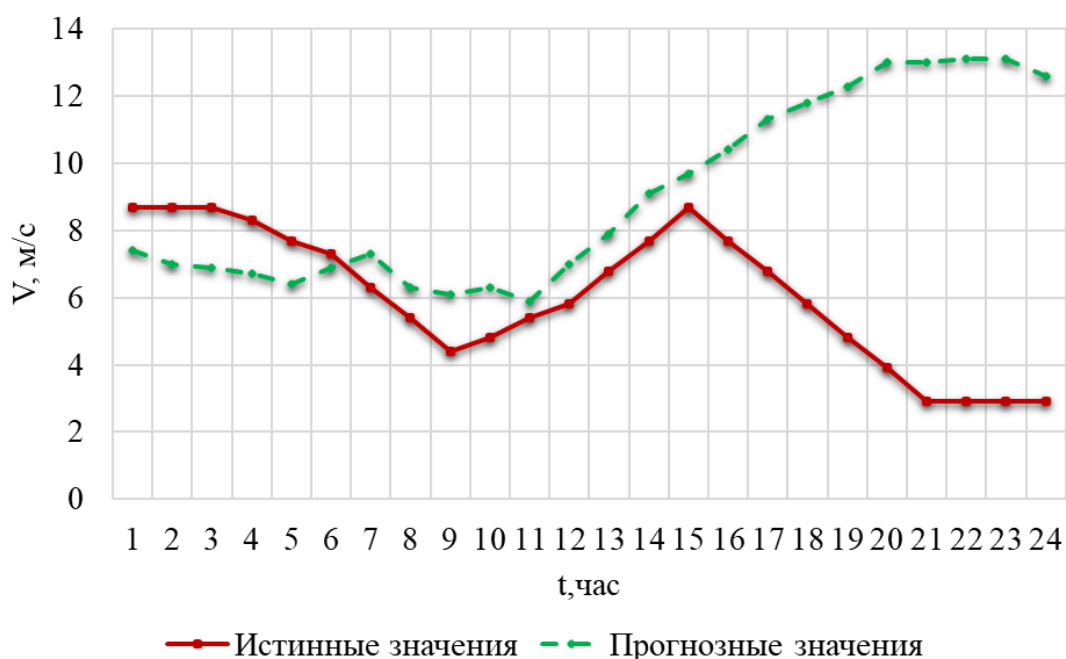


Рисунок 2.41 - Прогнозирование скорости ветра зимой по общей выборке

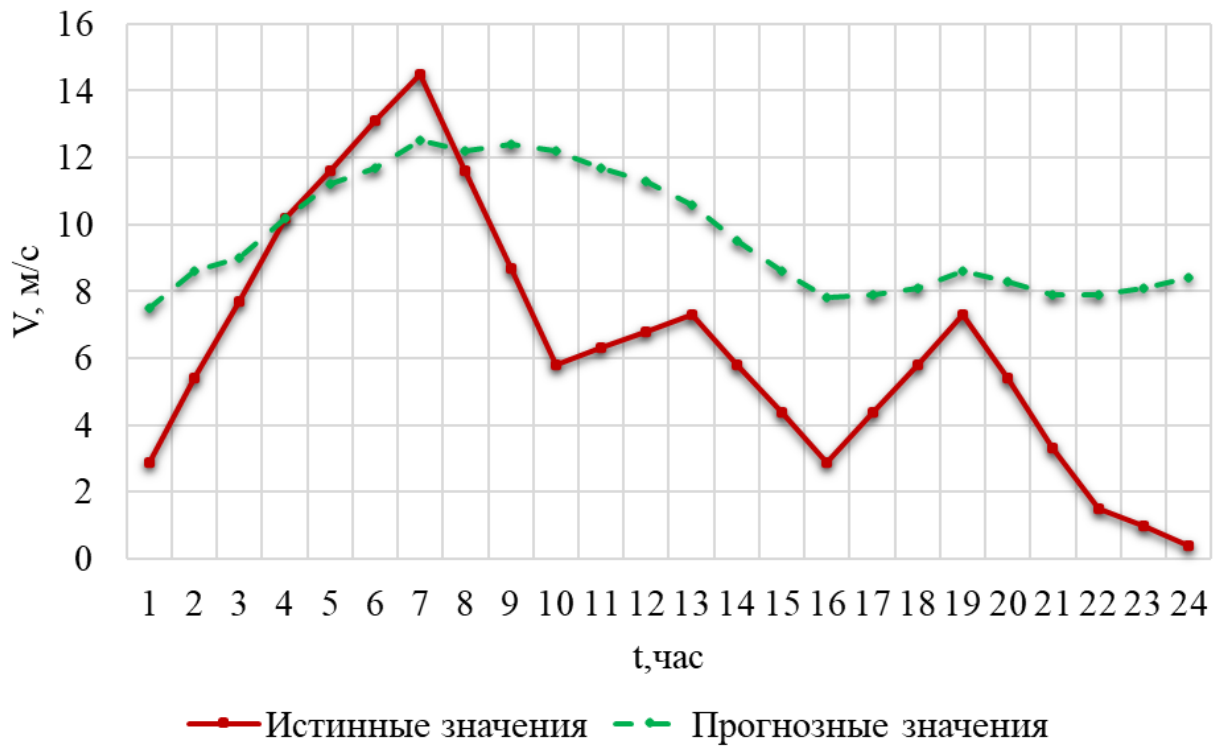


Рисунок 2.42 - Прогнозирование скорости ветра весной по общей выборке

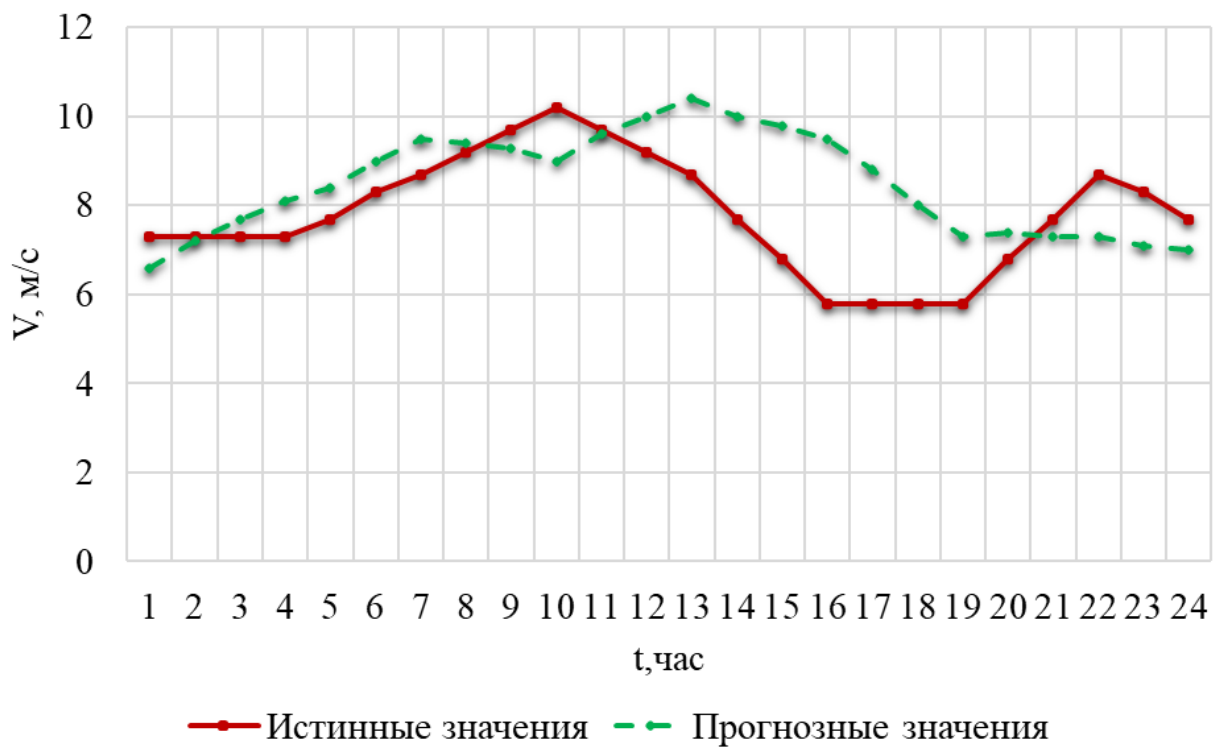


Рисунок 2.43 - Прогнозирование скорости ветра летом по общей выборке



Рисунок 2.44 - Прогнозирование скорости ветра осенью по общей выборке

Результаты исследований и сравнительный анализ погрешности прогнозирования солнечной инсоляции с применением функции активации нейронов скрытого слоя ReLU и адаптивного метода обучения Adam для всех сезонов приведены в таблице 2.34.

Таблица 2.34 - Погрешность прогноза солнечной инсоляции

Время года	Кол. нейронов, шт.	Шаг обучения	Относ. погрешность валидации %
Зима	12	10^{-3}	1,672
Весна	15		0,947
Лета	15		0,564
Осень	18		0,842

Можно заметить, что наименьшая погрешность прогноза будет для летнего сезона и составит 0,5 %.

Следовательно, наилучший результат с наименьшей погрешностью прогноза солнечной инсоляции по общей выборке лучше, чем для почасовых значений (0,5 % против 2,6 %).

Результаты прогноза солнечной инсоляции по общей выборке показаны на рисунках 2.45, 2.46, 2.47, 2.48.

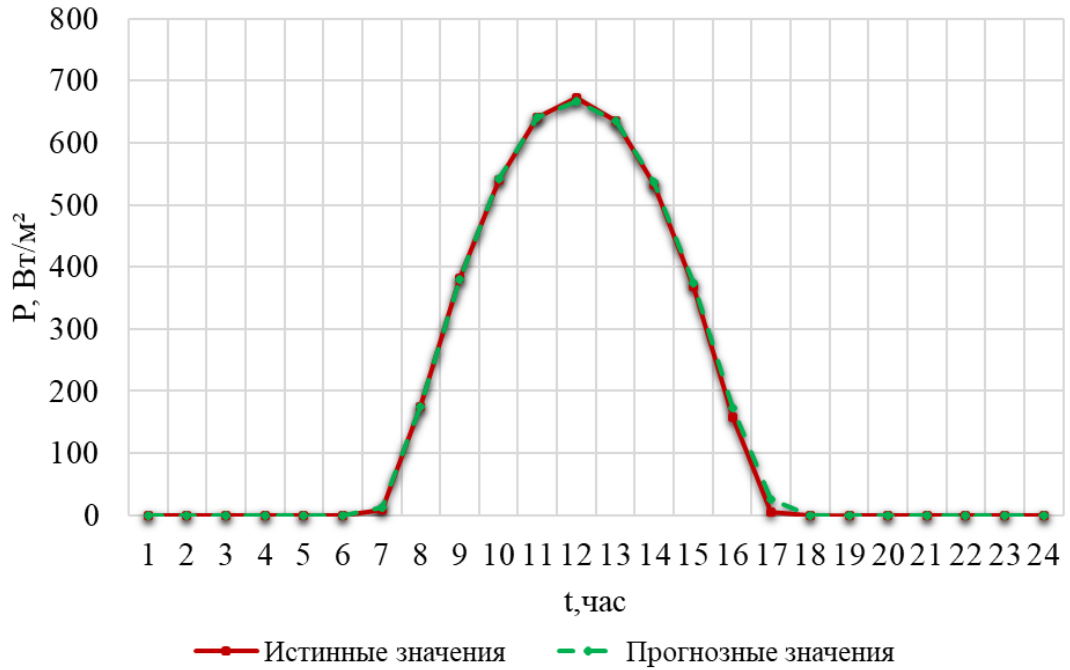


Рисунок 2.45 - Прогнозирование солнечной инсоляции зимой по общей выборке



Рисунок 2.46 - Прогнозирование солнечной инсоляции весной по общей выборке

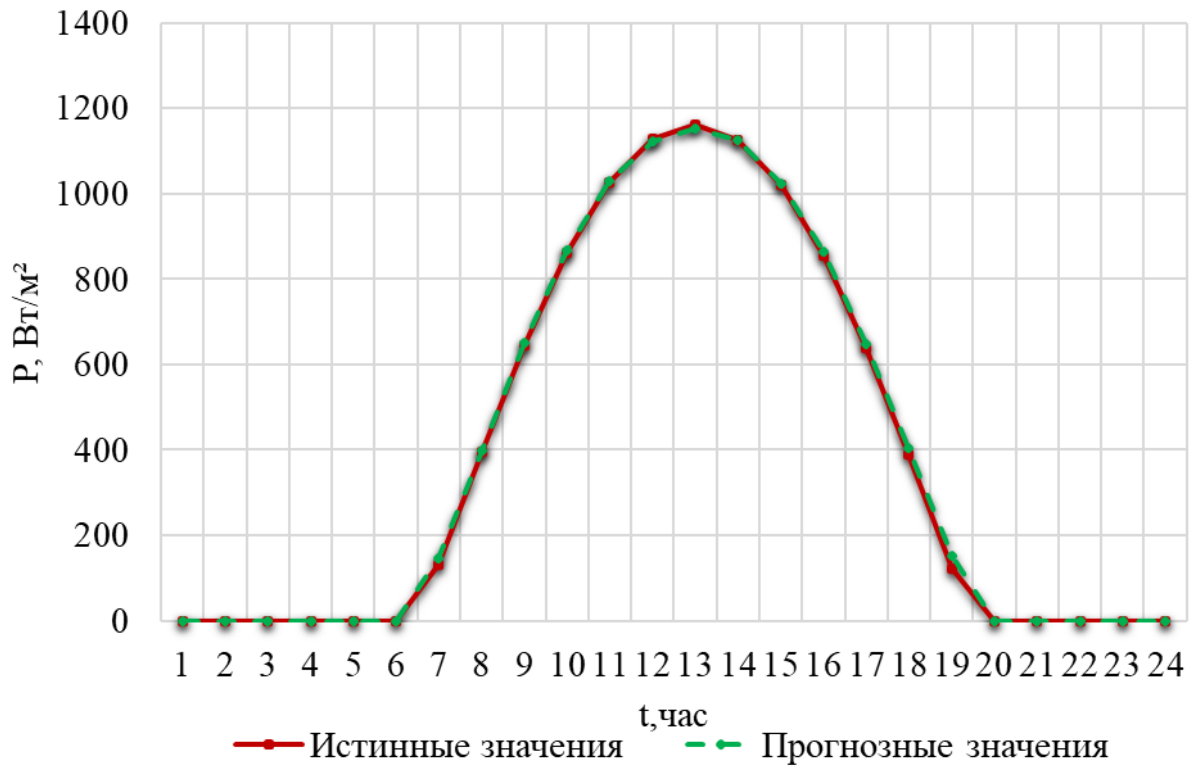


Рисунок 2.47 - Прогнозирование солнечной инсоляции летом по общей выборке

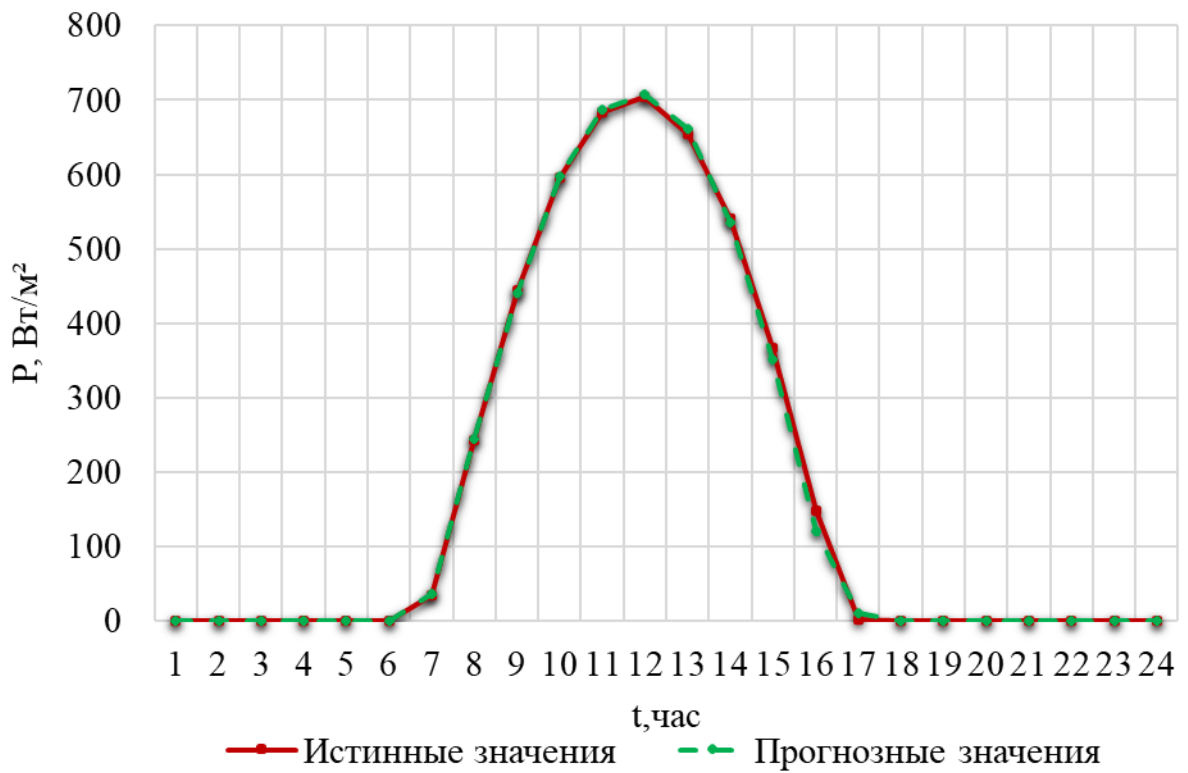


Рисунок 2.48 - Прогнозирование солнечной инсоляции осенью по общей выборке

Кривая солнечной радиации по внешнему виду приближается к идеальной форме. Это объясняется тем, что данные о солнечной радиации были взяты с метеорологического сайта, отличающегося хорошей достоверностью и точностью измерений, а также тем, что на данной высоте высокогорных регионах Памира практически отсутствует облачность и нет пасмурных дней. Это подтверждается тем, что по статистическим данным в регионе в году более трехсот солнечных дней.

Выводы по главе 2

1. В работе определены оптимальные с точки зрения точности прогнозирования гипер-параметры многослойного перцептрона: число нейронов скрытого слоя, алгоритм обучения, шаг обучения, функции активации нейронов скрытого слоя. Алгоритм позволяет найти момент, когда процесс обучения модели переходит в стагнацию или поиск ложных зависимостей, за счет этого можно сократить время обучения и предотвратить переобучение модели.

2. Определено, что не только из-за принципиальных отличий прогнозирования солнечной и ветровой энергии, но и отличий между временами года, создание единой универсальной модели даст меньшую точность, чем адаптация модели к решаемой задаче.

3. Для прогнозирования солнечной инсоляции средняя ошибка краткосрочного прогноза на час вперед на валидационной выборке составила от 0,6 % летом до 1,7 % зимой, что в соответствии с мировым опытом исследований по данной проблеме свидетельствует о высокой точности прогноза. Снижение точности в зимний период объясняется большим числом дней с облачностью и меньшим уровнем солнечной инсоляции.

4. Средняя ошибка прогнозирования скорости ветра на валидационной выборке составила от 20-28 %. Для повышения точности необходимо использовать дополнительные метеорологические данные или данные дистанционного зондирования Земли, что не входит в задачи данной

диссертационной работы. Тем не менее, данный уровень прогнозирования обеспечивает с некоторой степенью вероятности выдачу гарантированной мощности от ветроэлектростанции. Причем, чем меньше гарантированная поставляемая мощность отдельной ВЭС, тем более высока ее вероятность. Это обусловлено тем, что при любой скорости более 12 м/с ВЭС может развивать полную мощность, а в период с 3-12 м/с будет гарантирована выдача мощности на 5-8%.

Полученные результаты позволяют повысить эффективность планирования и оперативного управления солнечными и ветровым электростанциями для Республики Таджикистан за счет более точного прогнозирования их генерации.

ГЛАВА 3 ВЫБОР И ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ВИДЕ СОЛНЕЧНОЙ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ВЕТРОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3.1 Постановка задачи

Для балансирования режимов в исследуемой автономной энергосистеме Памира на промышленной частоте, особенно в зимний период, целесообразно и необходимо привлечения дополнительных источников генерации электроэнергии на основе альтернативных источников энергии, а именно ветрового потока и солнечной инсоляции.

В данной разделе ставится задача дать потенциальную оценку максимальной активной мощности, которую можно получить на основе альтернативных источников энергии, указанных выше. При этом показать условия, когда солнечный трек будет отслеживаться полностью с помощью автоматических устройств и условия, когда угол наклона панели будет фиксирован в зависимости от сезона года.

Предполагается, что полученные рекомендации могут быть использованы для выбора конкретного электрооборудования на мировом рынке солнечных батарей и ветроустановок.

Исследования будут выполнены на основе математических моделей, которые учитывают влияние температуры на коэффициент полезного действия панелей.

В связи с некоторой непредсказуемостью выработки энергии от альтернативных источников, необходимо доказать целесообразность использования накопителя энергии.

3.2 Выбор электрооборудования солнечной фотоэлектрической электростанции и оценка ее потенциальной мощности

3.2.1 Выбор фотоэлектрических панелей солнечной фотоэлектрической электростанции

Для того, чтобы определиться с выбором солнечных панелей (СП) необходимо рассмотреть их типы. В зависимости от расположения атомов кремния в кристаллическом элементе, солнечные панели делятся на виды:

- Солнечные элементы из монокристаллического кремния;
- Солнечные панели из поликристаллического кремния;
- Солнечные панели на основе аморфного кремния.

Делаем вывод, что использование солнечной панели на основе монокристаллического кремния является верным решением для нашей задачи, так как значение КПД у них самое большое. В связи с этим выбираем солнечный модуль Китайского производителя от фирмы Jinko, модель JKM465M-7RL3-TV с КПД 20,65% [61].



Рисунок 3.1 – Солнечный модуль JKM465M-7RL3-TV

Номинальная мощность, макс. Ватт - 465

Оптимальное рабочее напряжение, макс. Вольт - 43.38

Напряжение холостого хода, Вольт - 52

Оптимальный рабочий ток, Ампер - 10,72

Ток короткого замыкания, А - 11,44

Максимальное напряжение системы, Вольт - 1500

Степень защиты корпуса, IP - 67

Занимаемая площадь, мм - 2205x1032x35

Масса панели, кг - 25

КПД – 20.65%

Температура возможной эксплуатации, °С - -40 ... ~+85

Номинальная рабочая температура ячейки, °С – 45 ... +85

Страна: Китай

Модель: ЖКМ465М-7RL3-TV

Срок службы: не менее 30 лет

Заводская гарантия на солнечные модули: 12 лет

Гарантия на линейную производительность: 30 лет (деградация 2,5% в первый год, 0,55% линейная деградация в последующие годы)

Цена: 20 000 руб.

Выбор солнечного инвертора

Одним из важнейших элементов солнечной электростанции, который делает возможным обычному оборудованию, потребляющему переменный ток, работать в паре с солнечными панелями или аккумулятором на постоянном токе, является инвертор. Данный тип оборудования преобразует исходный постоянный ток (DC) от фотоэлектрического модуля в переменный ток (AC) определённой частоты и напряжения, который может передаваться в общую электрическую сеть или использоваться домашней электросетью.

Критерии выбора инвертора:

- Входное напряжение.

Должно выполняться условие (3.1):

$$U_{сб} = [U_{вх.мин} \dots U_{вх.маx}] \quad (3.1)$$

- Входной ток.

Должно выполняться условие (3.2):

$$I_{вх} \geq I_{\Sigma сб} \quad (3.2)$$

- Номинальная мощность

Должно выполняться условие (3.3):

$$P_{ном} \geq P_{\Sigma сб} \quad (3.3)$$

- КПД (Эффективность).

Коэффициент полезного действия солнечного инвертора определяет, сколько энергии будет генерировать солнечная электростанция

- Рабочий температурный диапазон.

Интервал рабочих температур определяет место установки инвертора и указывается в спецификации.

- Виды защит.

Качественные модели инверторов оснащаются сразу несколькими схемами защит. К ним относятся защита от коротких замыканий, защита от перегрузки, защита от перегрева, защита от перенапряжения.

- Унификация.

Оборудование на предприятии для упрощения обслуживания и ремонта должно быть максимально унифицировано.

Исходя из установленной мощности солнечной станции выберем инвертер SOFAR60000TL с тремя фазами. Основные характеристики данного инвертора представлены в таблице 3.1 [62].

Таблица 3.1 - Основные характеристики сетевого инвертора SOFAR60000TL

Параметры	Значение
Вход постоянного тока (DC)	
Максимальная мощность, кВт	66
Максимальное напряжение, В	1000
Минимальное напряжение для начала генерации в сеть, В	350
Номинальное напряжение, В	600
Максимальный входной ток, А	120
Независимых входов, шт	3
Выход переменного тока (AC)	
Максимальная мощность, кВт	66
Номинальная мощность, кВт	60
Максимальный выходной ток, А	90
Диапазон выходного напряжения, В	180-270
Номинальное напряжение, В	3/N/PE, 3/PE, 230/400
Чистота номинальная, Гц	50/60
Коэффициент мощности	1
Количество фаз	3
КПД	98,6
Общие данные	
Размеры (Высота/ширина/глубина), мм	737x713x297
Вес, кг	70
Рабочие температуры	от -25 до +60

Для согласования входного напряжения и тока рассчитаем количество панелей, которые необходимо соединить последовательно и количество

параллельных цепей для каждого из инверторов, учитывая, что значения тока и напряжения соединенных панелей не должно превышать значение максимального напряжения и максимального тока инвертора (таблица 3.2).

Таблица 3.2 - Схема соединений солнечных панелей

Тип соединений	количество, шт.	Входные параметры	
		U,В	I,А
последовательно	16	694,08	85,76
параллельно	8		

Рассчитаем количество инверторов

$$N_{\text{инв}} = \frac{N_{\text{сп}}}{128} \quad (3.4)$$

где $N_{\text{сп}}$ - количество солнечных панелей на СЭС.

$$N_{\text{инв}} = \frac{5300}{128} \approx 42$$

3.2.2 Оценка потенциальной мощности солнечной фотоэлектрической электростанции при отслеживании солнечного трека

При отслеживании солнечного трека на суточном интервале времени можно оценить максимальную мощность, выдаваемую панелями солнечной фотоэлектрической станции (СФЭС) при условии, что солнечные лучи будут всегда перпендикулярны по отношению к плоскости солнечных панелей. Для этой оценки использованы прогнозные знания солнечной инсоляции, которые получены во второй главе. В работе показано, что для балансирования режимов и резервирования необходимо две СФЭС установленной мощностью 3 МВт, каждая из которых в дальнейшем фигурируют под названием СФЭС1 и СФЭС2.

В этом случаи количество генерируемой энергии за каждый час исследуемых дней можно определить по формуле:

$$E_{сб} = E_{инс} \cdot P_{сп} \cdot \frac{\eta \cdot k}{P_{инс}} \quad (3.5)$$

где $E_{сб}$ – энергия, вырабатываемая солнечной батареей, кВт;

$E_{инс}$ – среднечасовая инсоляция, кВт·ч/м²/час;

$P_{сп}$ – мощность солнечной панели, Вт;

η – КПД инвертора, о.е.;

k – коэффициент потерь от нагрева ячеек (зимой = 1, весной-осенью = 0,95, летом = 0,9);

$P_{инс}$ – максимальная мощность инсоляции на земной поверхности на одном квадратном метре (1000 Вт/м²).

Ниже, на рисунках 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, показаны оценки вырабатываемой мощности СФЭС1 и СФЭС2 для выбранного характерного дня каждого из четырёх сезонов года. В работе принято, что СФЭС1 и СФЭС2 расположены в одном регионе и имеют примерно равную солнечную инсоляцию. Поэтому они будут генерировать примерно одинаковую мощность.

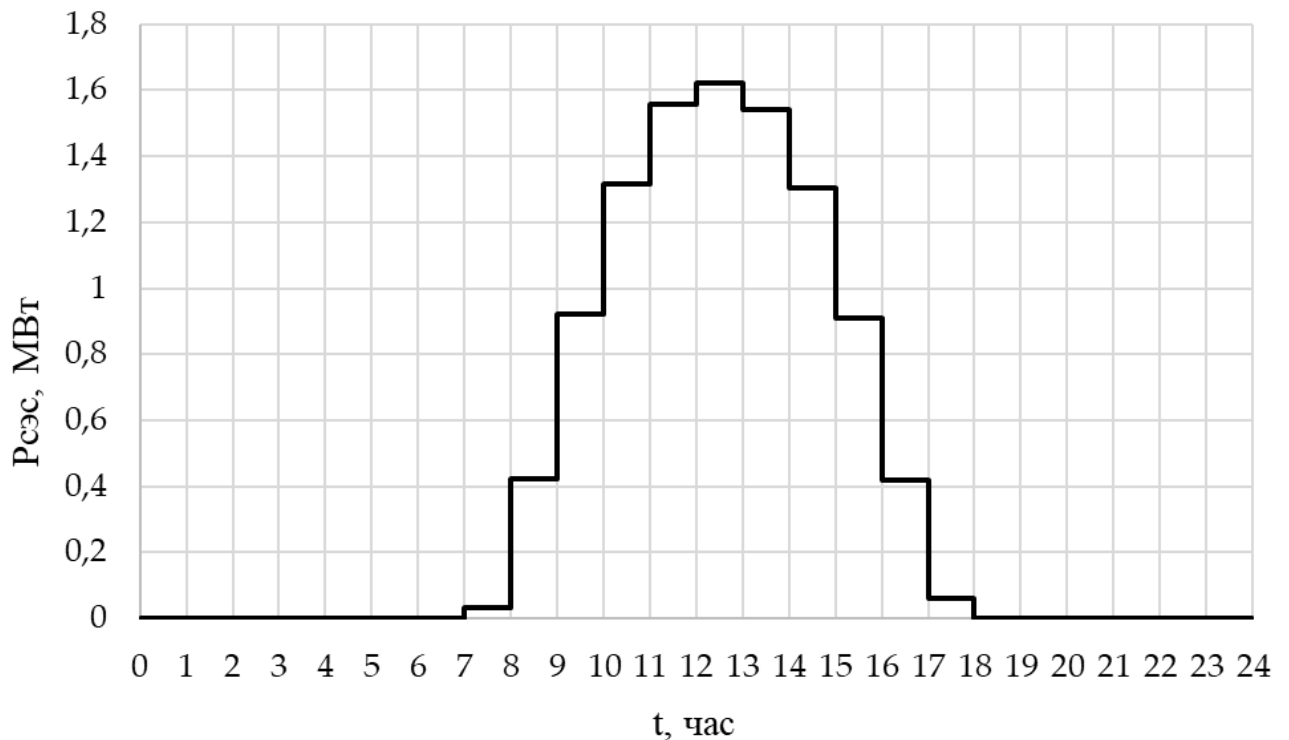


Рисунок 3.2 - Выработка мощности ФСЭС для характерного зимнего дня

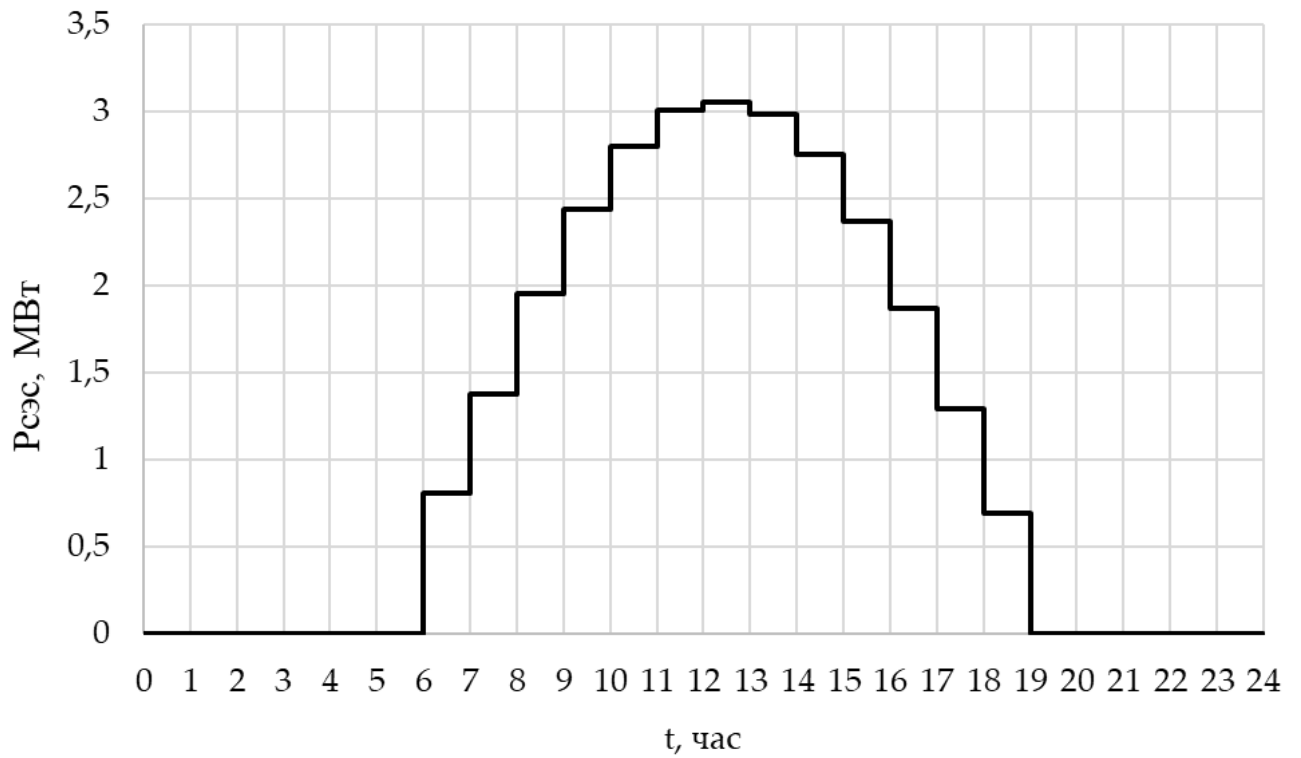


Рисунок 3.3 - Выработка мощности СФЭС для характерного весеннего дня

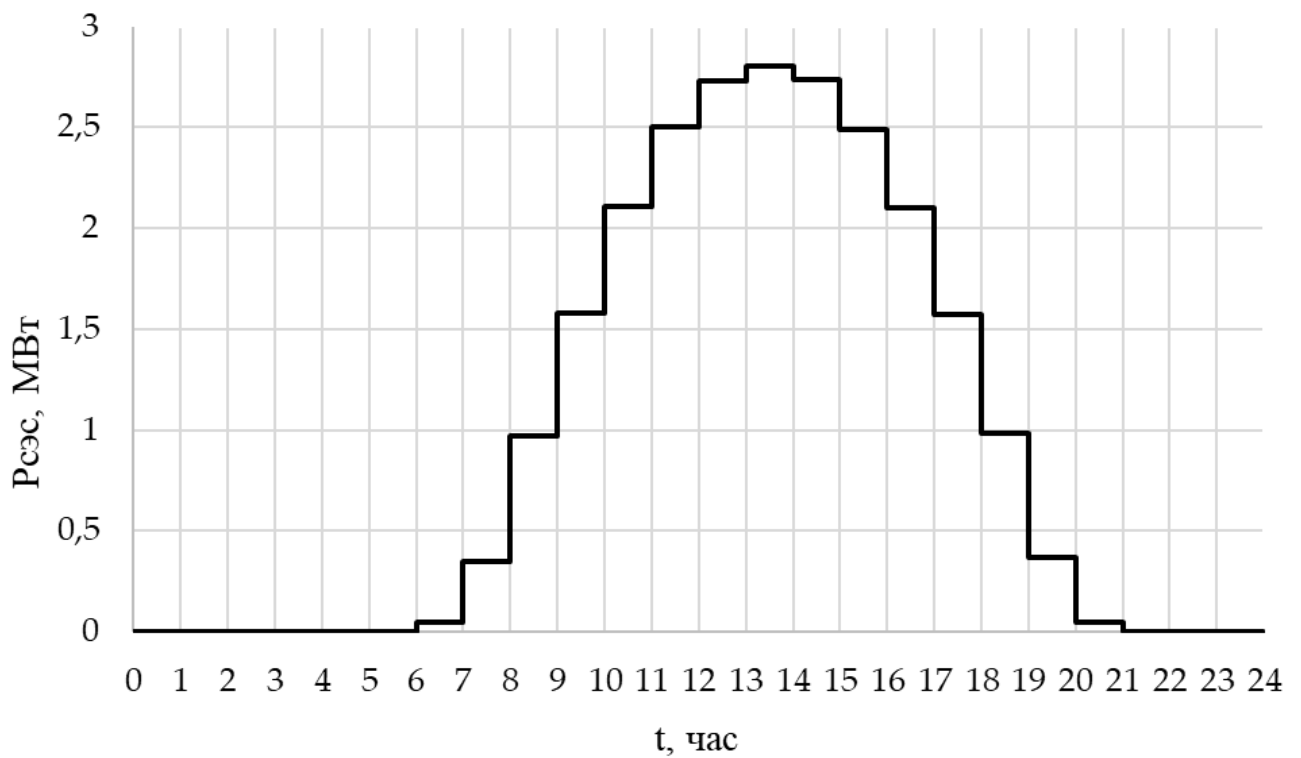


Рисунок 3.4 - Выработка мощности СФЭС для характерного летнего дня

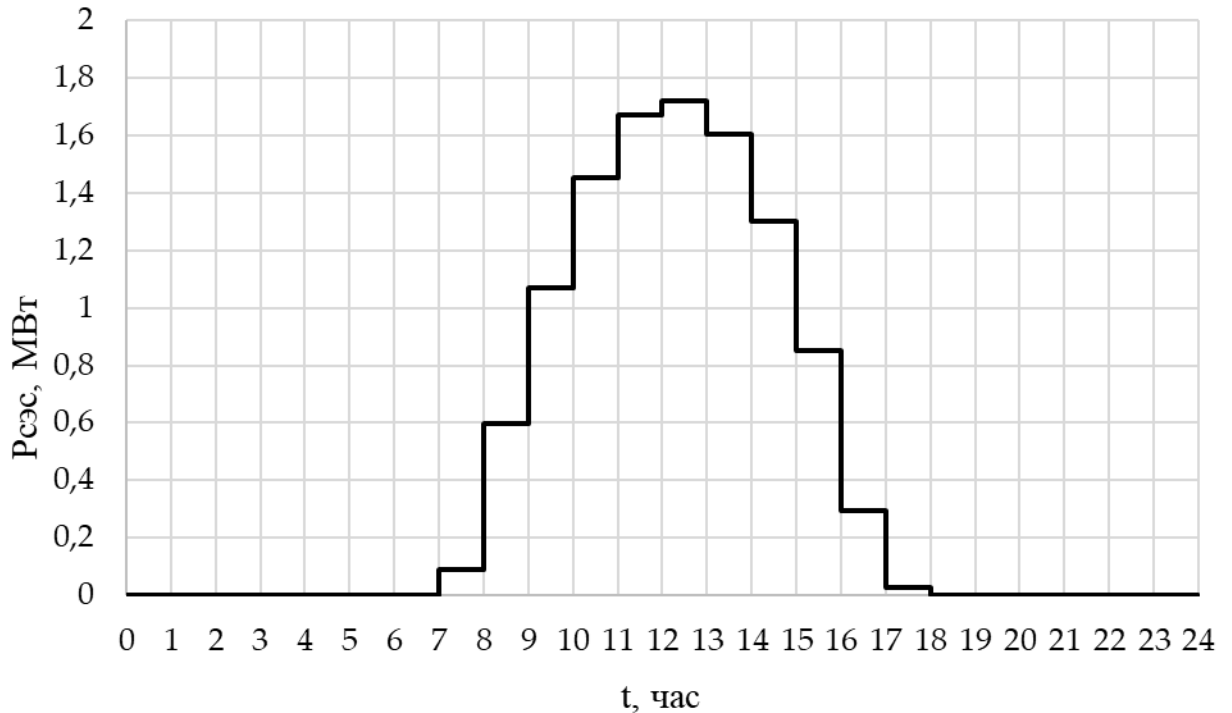


Рисунок 3.5 - Выработка мощности СФЭС для характерного осеннего дня

3.3 Выбор сезонных режимов солнечной фотоэлектрической электростанции при фиксированном угле наклона панелей

При проектировании солнечной электростанции, для более точного расчёта необходимо рассчитывать инсоляцию с учётом реальной ориентации в пространстве. Солнечные модули, установленные в различных местах станции, ориентированные по-разному, будут иметь различный угол склонения к горизонтальной поверхности и иметь различный азимут панели, что значительно влияет на величину получаемой инсоляции для конкретного модуля.

Расчёт инсоляции на произвольно ориентированную поверхность, осуществляется по формуле:

$$E = E'' \cdot \cos\theta, \quad (3.6)$$

где E'' - инсоляция (поток прямой радиации) на горизонтальную поверхность, перпендикулярную прямым солнечным лучам, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$;

θ – угол между направлением потока излучения и нормалью к поверхности приемник, °.

Для определения $\cos\theta$, воспользуемся формулой:

$$\cos\theta = \cos\beta \cdot \sin h + \sin\beta \cdot \cos h \cdot \cos(\Psi_0 - \gamma), \quad (3.7)$$

где β – угол между плоскостью солнечной панели и горизонтальной плоскостью, °;

h – высота солнца, °;

Ψ_0 – азимут солнца, °;

γ – азимут солнечной панели, °.

Для наглядности вышеупомянутые углы указаны на рисунке 3.6.

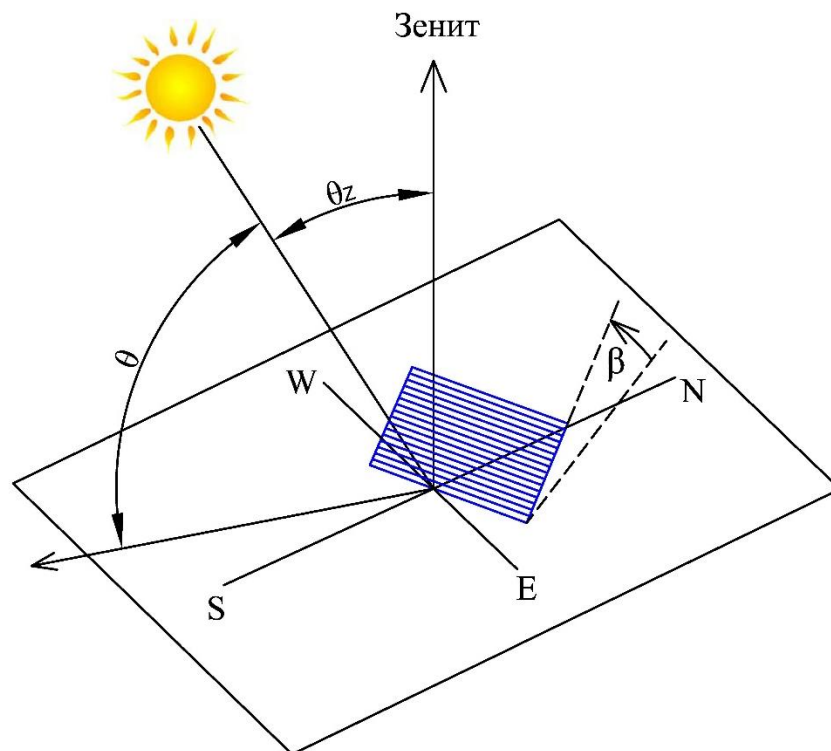


Рисунок 3.6 - Положение солнечного модуля в пространстве относительно солнца

Определение параметров положения произвольно-ориентированной солнечной панели в пространстве относительно Солнца, необходимых для расчётов:

Угол между плоскостью солнечной панели и горизонтальной плоскостью (угол наклона фотопанели).

Угол между рассматриваемой плоскостью и горизонтальной ($0^\circ < \beta < 90^\circ$ - для поверхностей, обращенных к экватору; $90^\circ < \beta < 180^\circ$ - для поверхностей повернутых от экватора).

Угол наклона зависит от географической широты места проектирования. Вследствие движения Земли вокруг солнца (в течении суток, в течении года), необходимо выбрать угол оптимальным для каждого из времён года (при использовании конструкции крепления с возможностью регулирования угла наклона) или оптимальным для всего года. Наглядный пример движения солнца представлен на рисунке 3.7.

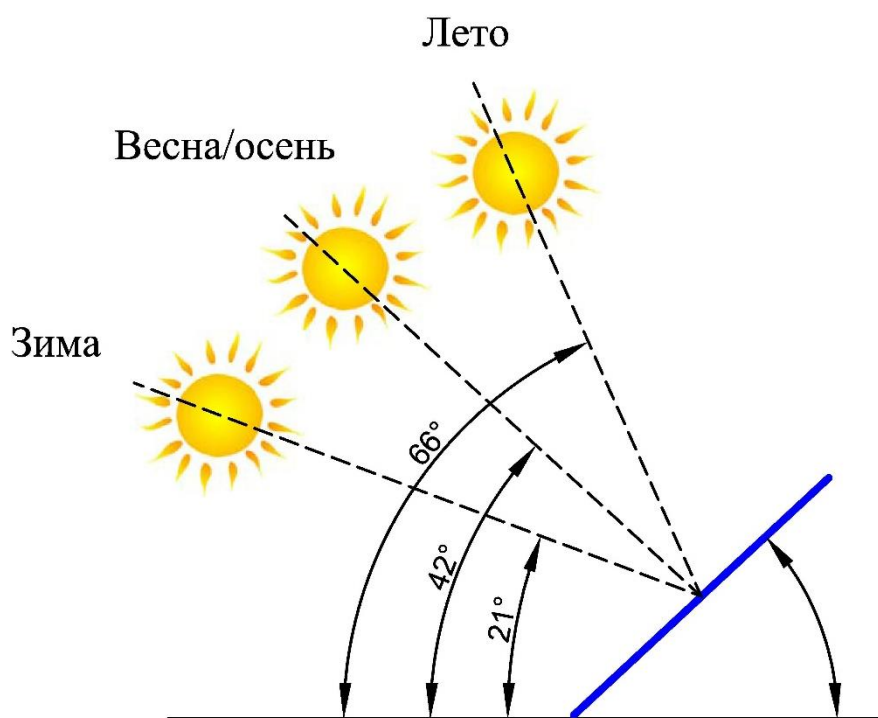


Рисунок 3.7 - Положение солнца относительно солнечного модуля в течении года

Обычно для весны и осени оптимальный угол наклона принимается равным значению широты местности. Для зимы к этому значению прибавляется 10-15 градусов, а летом от значения широты отнимается 10-15 градусов. Поэтому рекомендуется менять дважды в год угол наклона с «летнего» на «зимний». Если

данной возможности нет, то угол наклона выбирается примерно равным широте местности [63].

Далее определим и сведём в таблицу 3.3 методические оптимальные углы для местности расположения горной системы Памир. Географические координаты местности: $37^{\circ}28'53,31''$ северной широты, $71^{\circ}21'17,48''$ восточной долготы.

Таблица 3.3 - Методические оптимальные углы наклона панелей

Широта местности, °	Угол, °		
	Оптимальный годовой (осень/весна)	Оптимальный зимний	Оптимальный летний
37	37	47-52	22-27

Азимут солнечной панели.

Отклонение от меридиана проекции на горизонтальную плоскость нормали к поверхности приемника.

Азимут фотопанели для плоскости, ориентированной:

- строго на юг ($\gamma = 0$);
- к западу от направления строго на юг ($\gamma > 0$);
- к востоку от направления строго на юг ($\gamma < 0$).

Ввиду свободы выбора ориентирования солнечных модулей на местности, принято решение для получения максимального КПД расположить панели строгим ориентированием на юг, таким образом, для данного условия установки $\gamma = 0$.

Азимут и высота солнца

Азимут (Ψ_0) и высоту (h) солнца будем определять с помощью онлайн инструмента, находящегося на интернет-ресурсе «Planetcal» (рис.3.8). Данные параметры определяются для каждого часа от рассвета до заката солнца, для середины каждого среднего месяца сезона.

Учтём, что данный инструмент представляет азимут солнца (Ψ_0) относительно севера, поэтому необходимо перевести данное значение на южную точку отсчёта. Для данного перевода воспользуемся формулой:

$$\Psi_{0_{\text{юг}}} = \Psi_{0_{\text{север}}} - 180^\circ \quad (3.8)$$

Положение Солнца

Дата: сб 15 января 2022 12 : 00

Разница с Гринвичем: 4

Широта: 37° 28' 53" с.ш. ю.ш.

Долгота: 71° 21' 17" в.д. з.д.

Точность вычисления
Знаков после запятой: 2

Азимут (градусы): 154.10

Высота над горизонтом (градусы): 26.92

Рисунок 3.8 - Определение положения солнца для полудня (15.01.2022)

Расчёт почасовой инсоляции

Выполним расчёты инсоляции для января, остальные расчёты сделаны аналогично по каждому месяцу и представлены в таблицу 3.5.

Расчёт панели произведём для конструкции панелей с возможностью изменения угла наклона.

Изменение угла β будет производиться четыре раза в год для максимальной выработки энергии:

- С летнего на осенний в сентябре;
- С осеннего на зимний в декабре;
- С зимнего на весенний в марте;
- С весеннего на летний в июне.

Для расчёта инсоляции на произвольно-ориентированную поверхность необходимы данные прямой инсоляции, которые представлены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Значения прямой солнечной инсоляции в Памире

Часы	Еинс з,кВт/м ²	Еинс л,кВт/м ²	Еинс в,кВт/м ²	Еинс о,кВт/м ²
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	0,05	0,001	0
7	0	0,279	0,151	0,015
8	0,007	0,528	0,420	0,219
9	0,174	0,763	0,672	0,468
10	0,393	0,966	0,889	0,676
11	0,565	1,124	1,055	0,831
12	0,678	1,226	1,160	0,920
13	0,723	1,264	1,194	0,938
14	0,698	1,237	1,158	0,883
15	0,605	1,145	1,052	0,759
16	0,449	0,996	0,885	0,575
17	0,242	0,800	0,667	0,344
18	0,033	0,569	0,414	0,089
19	0	0,321	0,145	0
20	0	0,078	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0

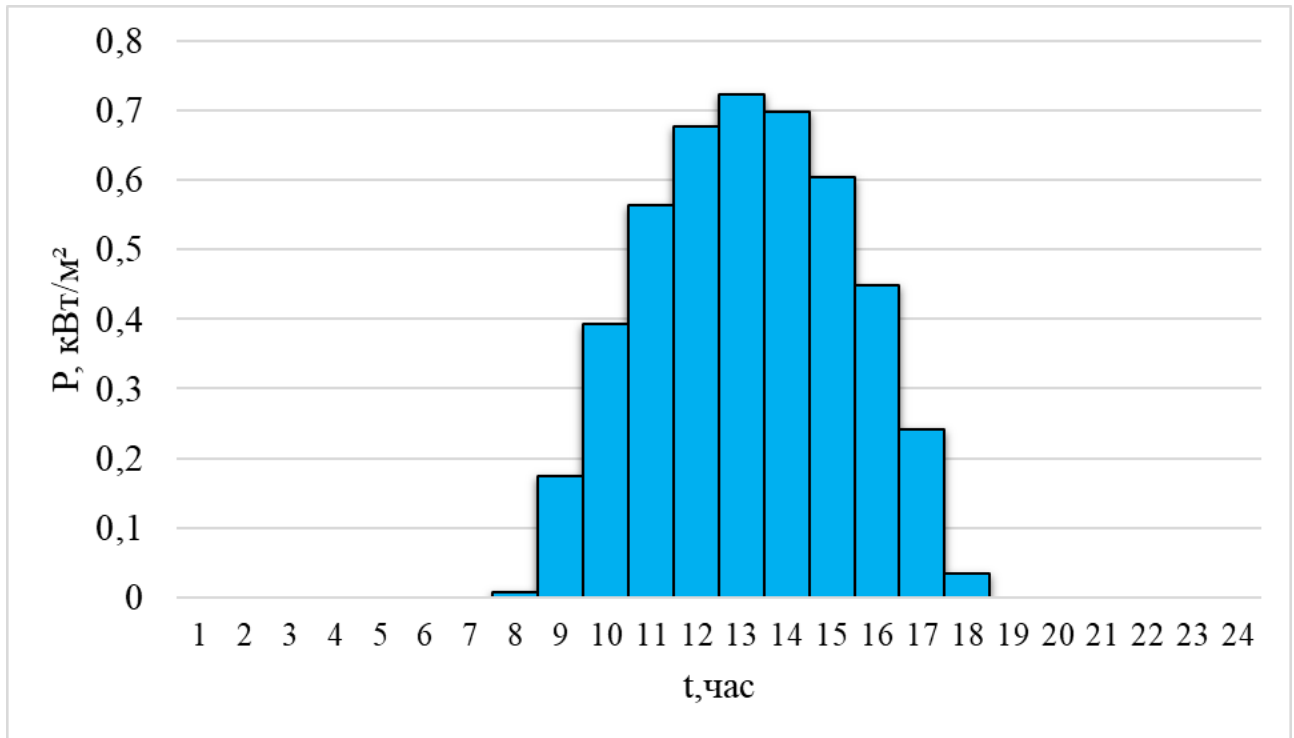


Рисунок 3.9 - Солнечная инсоляция для характерного зимнего дня

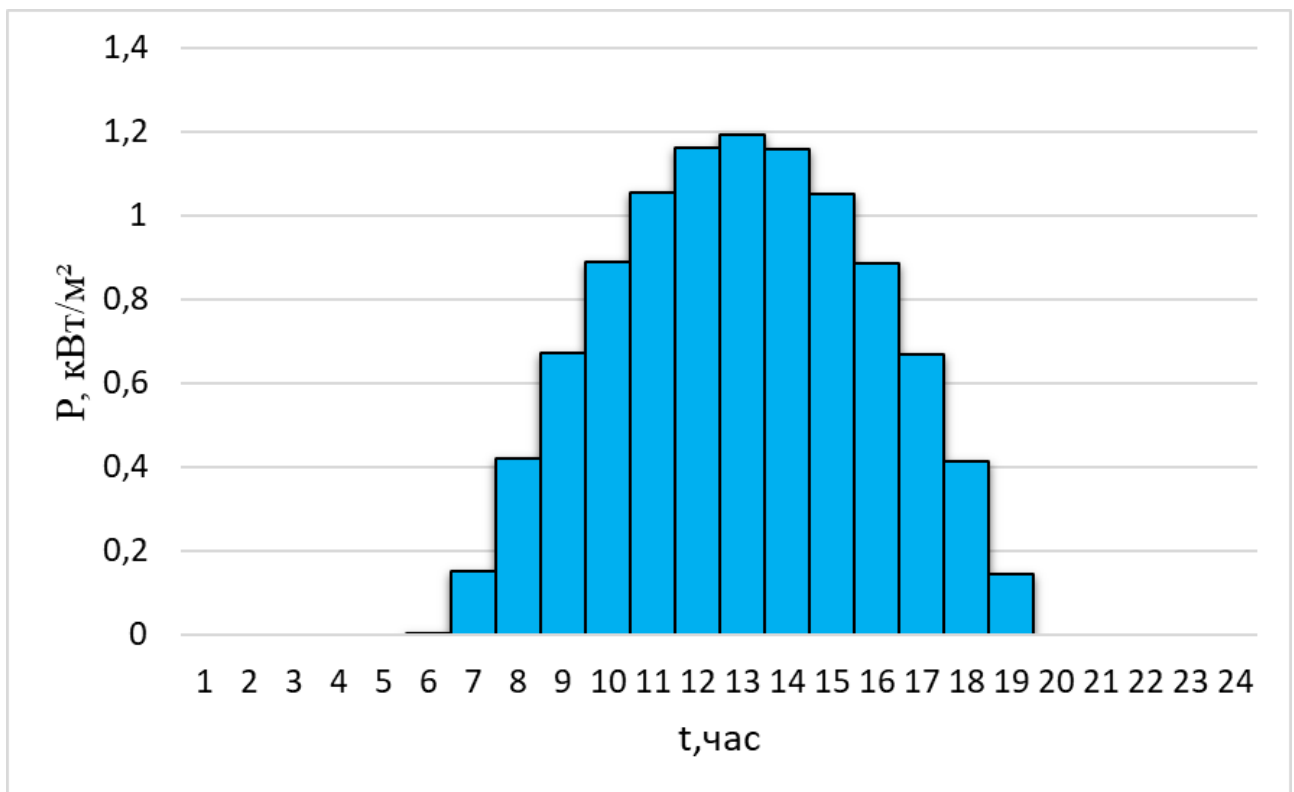


Рисунок 3.10 - Солнечная инсоляция для характерного весеннего дня

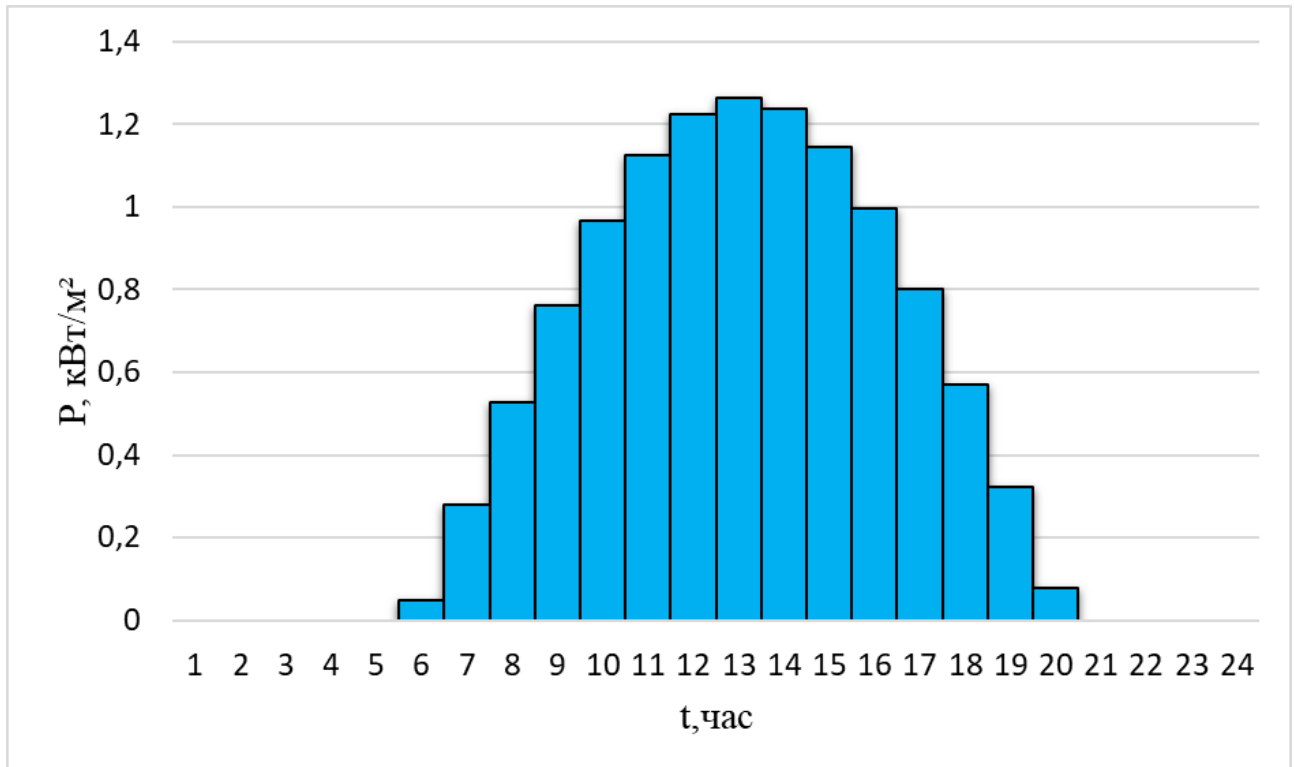


Рисунок 3.11 - Солнечная инсоляция для характерного летнего дня

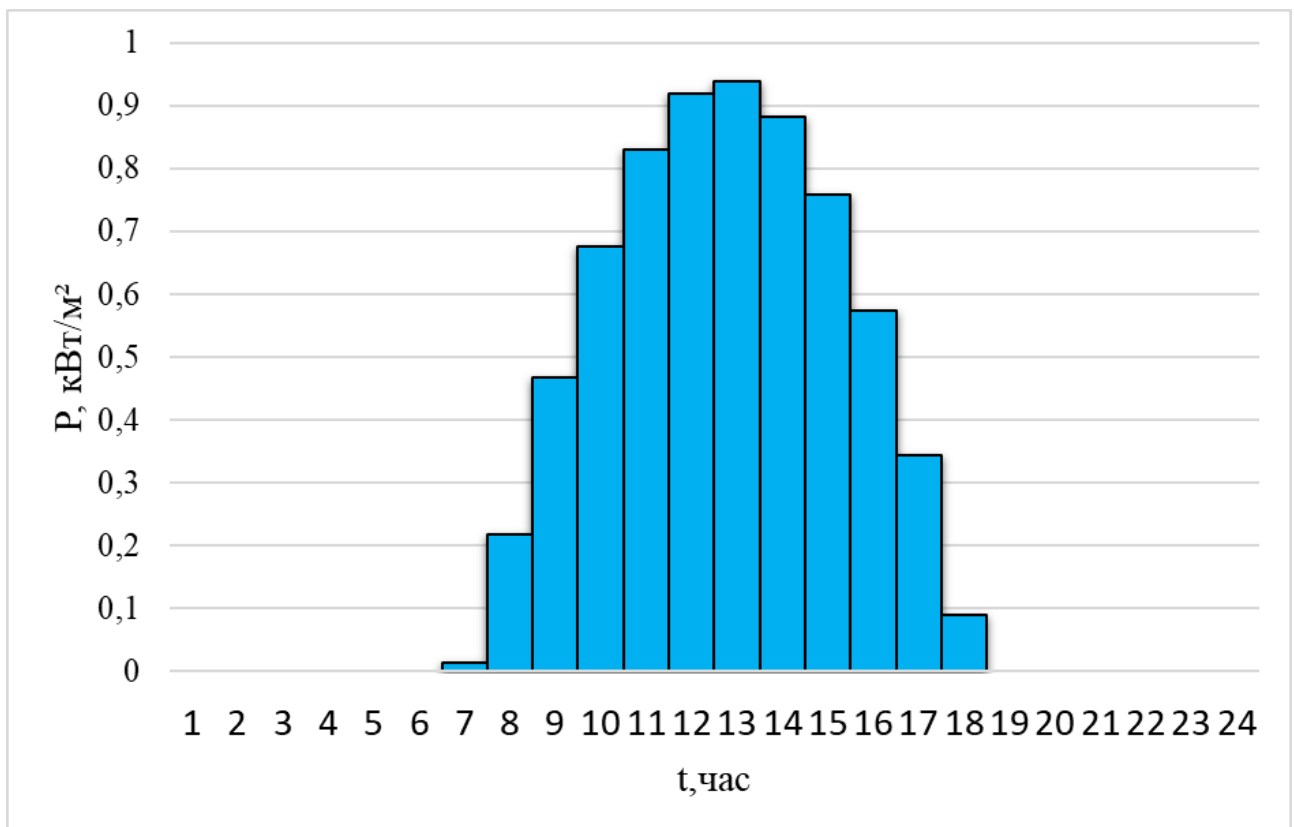


Рисунок 3.12 - Солнечная инсоляция для характерного осеннего дня

Пример расчёта:

Январь (15.01.2021).

Исходные данные:

$$\beta = 62^\circ.$$

$$\gamma = 0^\circ.$$

Для часа 8:00:

$$\Psi_{01_север} = 121,25^\circ.$$

$$h_1 = 4,71^\circ.$$

$$G_1^* = 0,007 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта:

$$\Psi_{01_юг} = \Psi_{01_север} - 180^\circ = 121,25^\circ - 180^\circ = -58,75^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_1 = \cos 62^\circ \cdot \sin 4,72^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 4,72^\circ \cdot \cos(-58,72^\circ - 0) = 0,5.$$

Для часа 9:00:

$$\Psi_{02_север} = 131,6^\circ$$

$$h_2 = 14,29^\circ$$

$$G_2^* = 0,174 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{02_юг} = \Psi_{02_север} - 180^\circ = 131,6^\circ - 180^\circ = -48,4^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_2 = \cos 62^\circ \cdot \sin 14,29^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 13,29^\circ \cdot \cos(-48,4^\circ - 0) = 0,68.$$

Для часа 10:00:

$$\Psi_{03_север} = 143,67^\circ.$$

$$h_3 = 22,32^\circ.$$

$$G_3^* = 0,393 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{03_юг} = \Psi_{03_север} - 180^\circ = 143,67^\circ - 180^\circ = -36,33^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_3 = \cos 62^\circ \cdot \sin 22,32^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 22,32^\circ \cdot \cos(-36,33^\circ - 0) = 0,84.$$

Для часа 11:00:

$$\Psi_{04_север} = 157,74^\circ.$$

$$h_4 = 28,16^\circ.$$

$$G_4^* = 0,565 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{04_юг} = \Psi_{04_север} - 180^\circ = 157,74^\circ - 180^\circ = -22,26^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_4 = \cos 62^\circ \cdot \sin 28,16^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 28,16^\circ \cdot \cos(-22,26^\circ - 0) = 0,94.$$

Для часа 12:00:

$$\Psi_{05_север} = 173,49^\circ.$$

$$h_5 = 31,13^\circ.$$

$$G_5^* = 0,678 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{05_юг} = \Psi_{05_север} - 180^\circ = 173,49^\circ - 180^\circ = -6,51^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_5 = \cos 62^\circ \cdot \sin 31,13^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 31,13^\circ \cdot \cos(-6,51^\circ - 0) = 0,99.$$

Для часа 13:00:

$$\Psi_{06_север} = 189,81^\circ.$$

$$h_6 = 30,78^\circ.$$

$$G_6^* = 0,723 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{06_юг} = \Psi_{06_север} - 180^\circ = 289,81^\circ - 180^\circ = 9,81^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_6 = \cos 62^\circ \cdot \sin 30,78^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 30,78^\circ \cdot \cos(9,81^\circ - 0) = 0,99.$$

Для часа 14:00:

$$\Psi_{07_север} = 205,27^\circ.$$

$$h_7 = 25,19^\circ.$$

$$G_7^* = 0,698 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{07_юг} = \Psi_{07_север} - 180^\circ = 205,27^\circ - 180^\circ = 25,27^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_7 = \cos 62^\circ \cdot \sin 25,19^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 25,19^\circ \cdot \cos(25,27^\circ - 0) = 0,92.$$

Для часа 15:00:

$$\Psi_{08_север} = 218,94^\circ.$$

$$h_8 = 20,82^\circ.$$

$$G_8^* = 0,605 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{08_юг} = \Psi_{08_север} - 180^\circ = 218,94^\circ - 180^\circ = 38,94^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_8 = \cos 62^\circ \cdot \sin 20,82^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 20,82^\circ \cdot \cos(38,94^\circ - 0) = 0,81.$$

Для часа 16:00:

$$\Psi_{09_север} = 230,63^\circ.$$

$$h_9 = 14,55^\circ.$$

$$G^* = 0,449 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{09_юг} = \Psi_{09_север} - 180^\circ = 230,63^\circ - 180^\circ = 50,63^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_9 = \cos 62^\circ \cdot \sin 14,55^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 14,55^\circ \cdot \cos(50,63^\circ - 0) = 0,66.$$

Для часа 17:00:

$$\Psi_{010_север} = 240,78^\circ.$$

$$h_{10} = 9,8^\circ.$$

$$G^*_{10} = 0,242 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{010_юг} = \Psi_{010_север} - 180^\circ = 240,78^\circ - 180^\circ = 60,68^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_{10} = \cos 62^\circ \cdot \sin 9,8^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 9,8^\circ \cdot \cos(60,68^\circ - 0) = 0,51.$$

Для часа 18:00:

$$\Psi_{010_север} = 257^\circ.$$

$$h_{10} = 6,5^\circ.$$

$$G^*_{10} = 0,033 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{час}.$$

Расчёт:

Переведём азимут солнца (Ψ_0) на южную точку отсчёта

$$\Psi_{010_юг} = \Psi_{010_север} - 180^\circ = 257^\circ - 180^\circ = 77^\circ.$$

Рассчитаем $\cos\theta$

$$\cos\theta_{10} = \cos 62^\circ \cdot \sin 6,5^\circ + \sin 62^\circ \cdot \cos 6,5^\circ \cdot \cos(77^\circ - 0) = 0,25.$$

Методом исследования подберём оптимальный угол наклона солнечной панели исходя из суммарной дневной инсоляции каждого сезона на м^2 площади ориентируемой поверхности.

Выбор оптимального угла для конструкции с изменяемым углом происходит, исходя из максимального значения прихода инсоляции на ориентируемую поверхность для каждого исследуемого дня сезона (рис. 3.13-3.16).

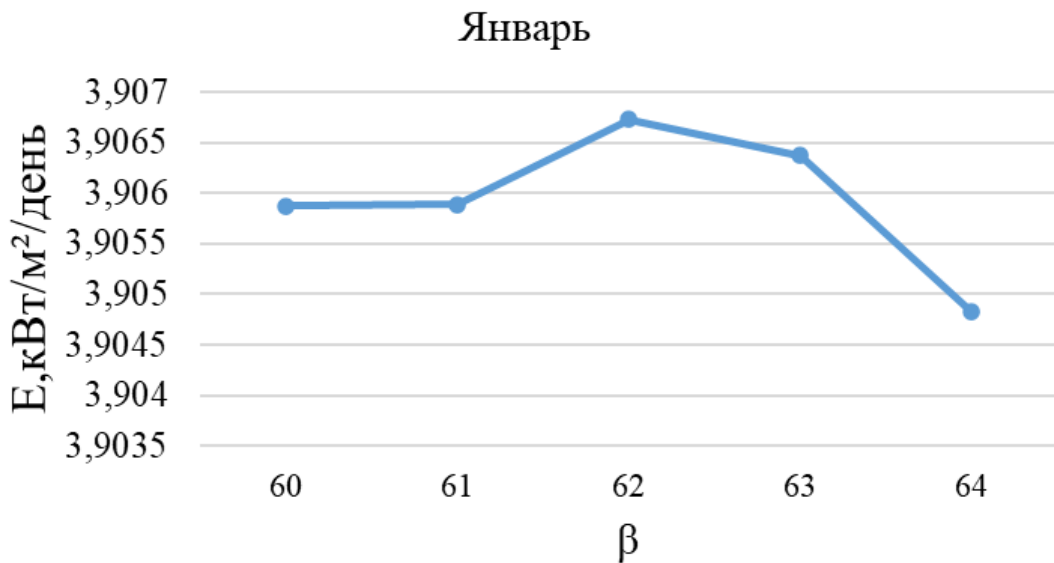


Рисунок 3.13 - Зависимость дневной инсоляции от угла β (январь)

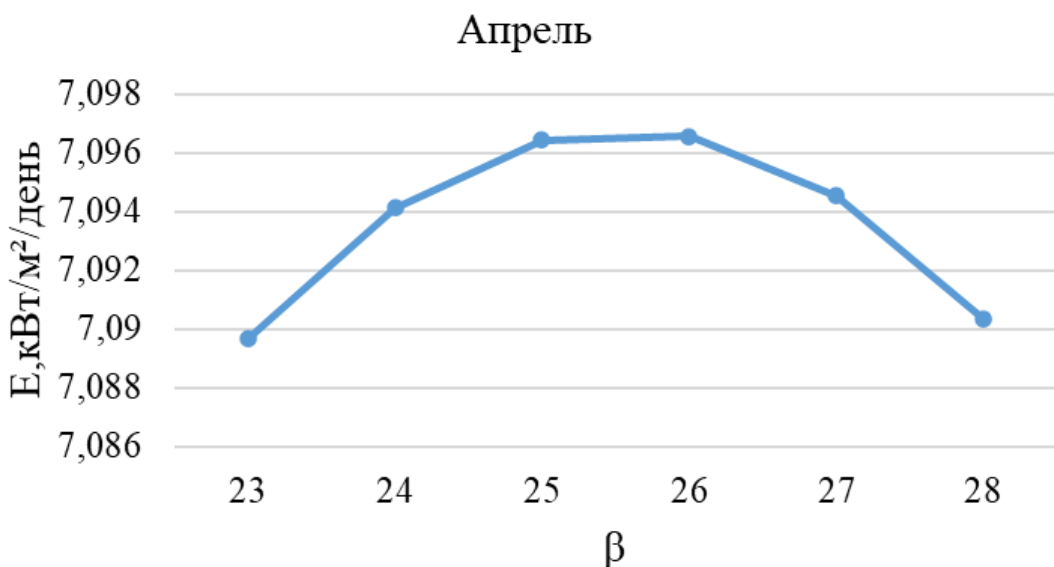


Рисунок 3.14 - Зависимость дневной инсоляции от угла β (апрель)

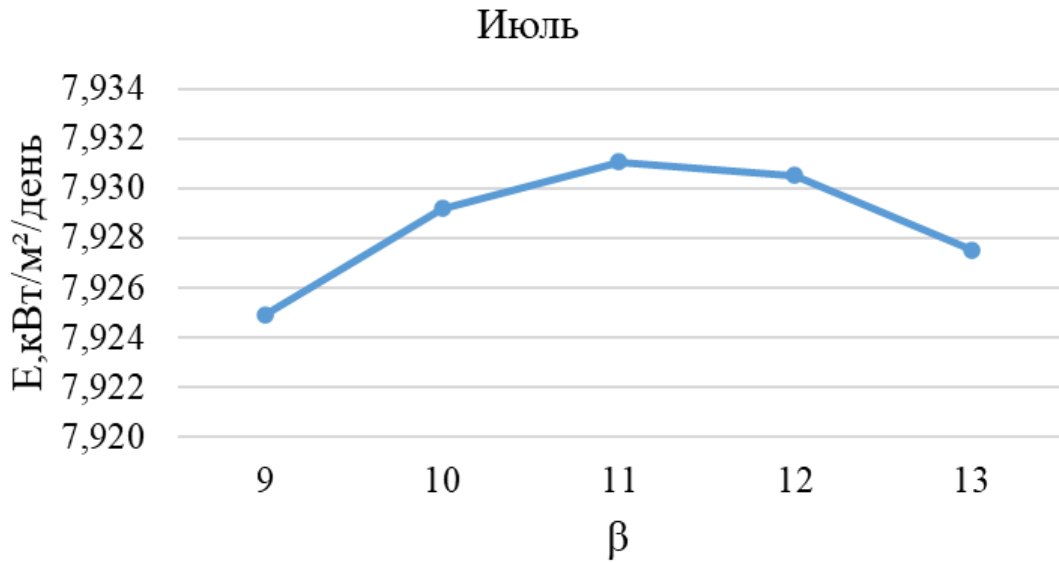


Рисунок 3.15 - Зависимость дневной инсоляции от угла β (июль)

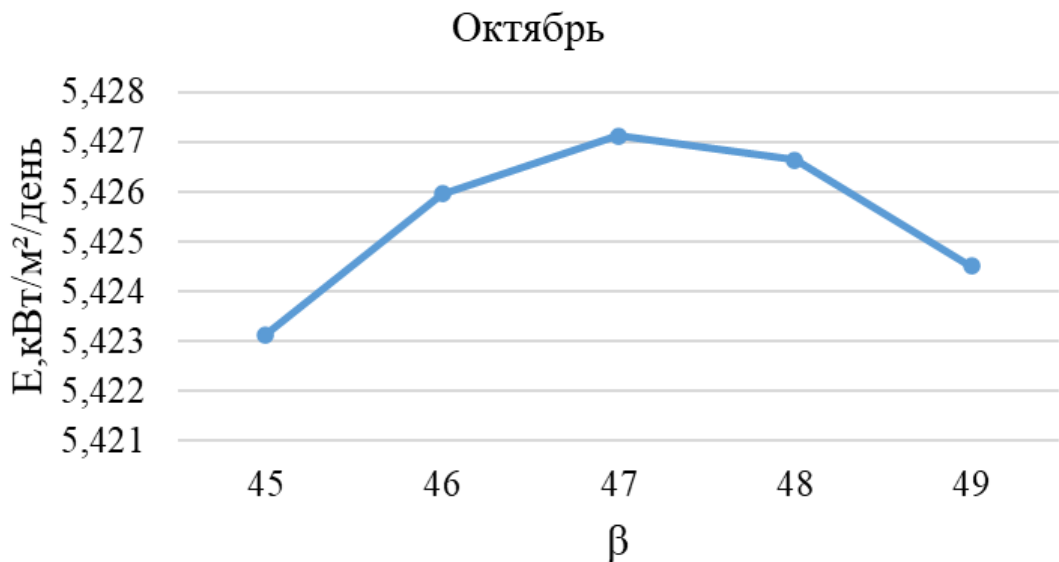


Рисунок 3.16 - Зависимость дневной инсоляции от угла β (октябрь)

Таким образом, фиксированный угол наклона солнечных панелей целесообразно устанавливать для каждого из сезонов, а именно:

- Зимой $\beta = 62^\circ$;
- Весной $\beta = 26^\circ$;
- Летом $\beta = 11^\circ$;
- Осенью $\beta = 48^\circ$.

Далее, исходя из полученных оптимальных значений углов, рассчитаем суммарную инсоляцию на произвольно-ориентированную поверхность. Результаты расчётов занесём в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 - Солнечная инсоляция на произвольно-ориентированную поверхность

Месяц	β	Удельная дневная инсоляция, кВт·ч/(м ² ·день)	Удельная месячная инсоляция, кВт·ч/(м ² ·мес.)	Удельная годовая дневная инсоляция, кВт·ч/(м ² ·год)
Январь	62	3,907	117,210	2192,760
Апрель	26	7,096	212,880	
Июль	11	7,931	237,930	
Октябрь	48	5,430	162,900	

3.4 Выбор электрооборудования ветроэлектростанции и оценка ее потенциальной мощности

3.4.1 Анализ мирового рынка ветроэнергетического оборудования

Vestas (Дания)

Компания Vestas Wind Systems A/S (Дания), деятельность которой начиналось ещё в 1979 году, является одним из мировых лидеров по производству ветроэнергетического оборудования. По данным на 2020 год, более 12,8% установленной мощности ветроэнергетического оборудования (более 55 000 единиц установок) в мире произвела данная компания.

Фирма Vestas специализируется на производстве промышленных ветрогенераторов мощностью от 660 кВт до 8 МВт. Турбины сконструированы на основе проверенных уже в нескольких поколениях разработок, что позволяет гарантировать передовые на данном рынке производительность и лёгкость в обслуживании. Рабочие характеристики гарантируют способность вырабатывать энергию в условиях низких и средних ветров при минимальных расходах. Кроме того, конструкция турбин обеспечивает надёжность и долговечность эксплуатации, что снижает простои и сохраняет инвестиции.

GE Wind Energy (Германия, США)

Компания GE Wind Energy (Германия, США) входит в концерн General Electric, который по итогам 2019 года вошел в тройку компаний – мировых лидеров по совокупности выручки, чистой прибыли, активов (по отчётности за последние 12 месяцев) и рыночной капитализации. На сегодняшний день ветроэнергетического оборудования этой фирмы в мире установлено более 17 000 единиц.

Goldwind (Китай)

Китайский поставщик ветряных турбин Goldwind остается вторым по величине в мире. Поскольку Китай продолжает оставаться крупнейшим в мире рынком ветроэнергетики и установщиком ветряных турбин номер один, Goldwind значительно выигрывает от этого растущего спроса, что делает его крупнейшим производителем ветряных турбин в Китае. Goldwind установил общую мощность ветряных турбин на 41 ГВт в более чем 20 крупных странах по всему миру.

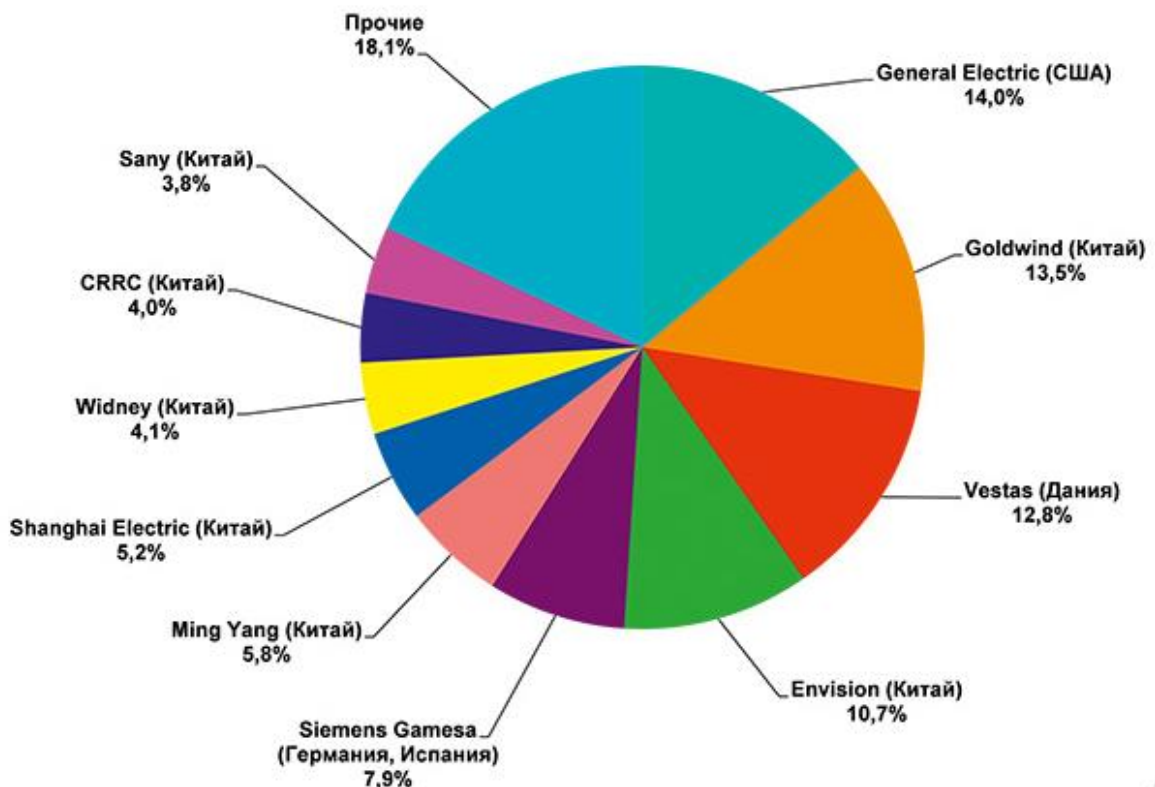


Рисунок 3.17 - Доли производителей ветроэлектростанций, установленных в мире в 2020 году

Основные характеристики ветрогенераторов Vestas с мощностью от 0,2 до 1,65 МВт представлены в таблице 3.6 [64]

Таблица 3.6 - Характеристики ветрогенераторов Vestas

Характеристика	Vestas V25	Vestas V47	Vestas V66
Диаметр ротора, м	25	47	66
Скорость вращения ротора, об/мин	44	28,5	20
Мощность основного генератора, кВт	200	660	1650
Мощность малого генератора, кВт	36	200	300
Стартовая скорость ветра, м/с	3,5	4	4
Номинальная скорость ветра, м/с	13	15	15
Предельно-допустимая скорость ветра, м/с	50	50	50
Автоматическое ориентирование на ветер	да	да	да
Высота мачты, м	30	65	До 78
Тип мачты	Трубчатый	Трубчатый	Трубчатый
Количество лопостей, шт.	3	3	3
Тип генератора	Асинхронный		
Частота генератора, Гц	50	50	50
Цена RUB за ВЭУ	12 999 000	39 790 000	82 935 000

Напомним, что минимальная скорость ветра в рассматриваемом районе не менее 7 м/с. Выбор из предложенных ветрогенераторов осуществим по критерию минимальной удельной стоимости за 1 кВт установленной мощности. Расчёт осуществляется по формуле (3.9):

$$S_{\text{уд}} = \frac{S}{P_{\text{уст}}}, \quad (3.9)$$

где S – стоимость ветроустановки, руб.;

$P_{\text{уст}}$ – установленная мощность ветрогенератора, кВт.

Рассчитаем удельную стоимость 1 кВт для Vestas V25:

$$S_{\text{уд}} = \frac{12999\ 000}{200} = 64\ 985 \text{ руб/кВт}$$

Удельная стоимость 1 кВт для Vestas V47:

$$S_{\text{уд}} = \frac{39790\ 000}{660} = 60\ 314 \text{ руб/кВт}$$

Удельная стоимость 1 кВт для Vestas V66:

$$S_{\text{уд}} = \frac{39\ 790\ 000}{660} = 50\ 262 \text{ руб/кВт}$$

В результате расчётов стало понятно, что установка ветрогенератора Vestas V66 является более привлекательным, поэтому будем использовать его характеристики в дальнейших расчётах (рис. 3.18).

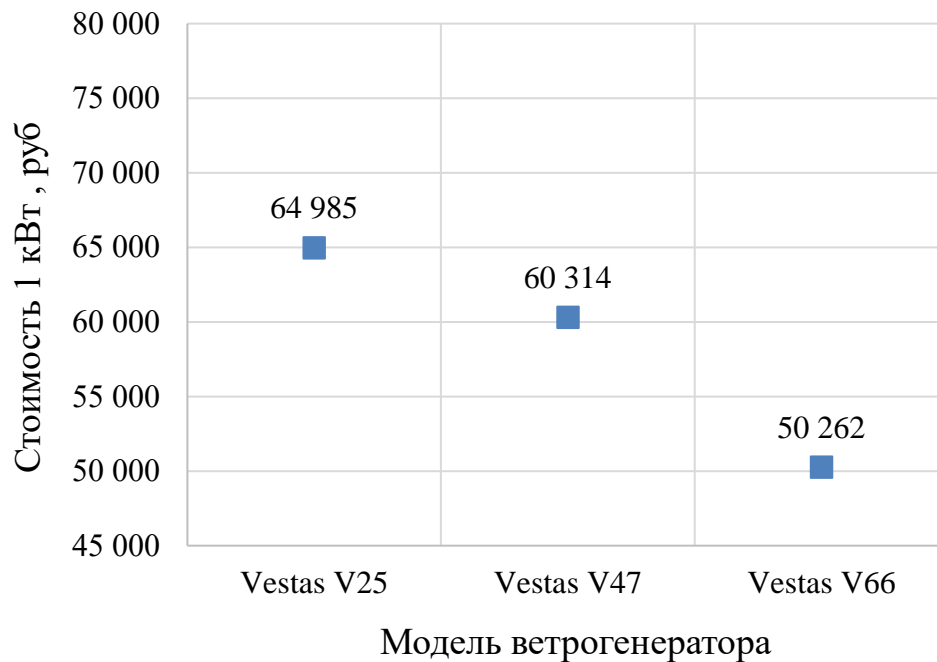


Рисунок 3.18 – Выбор модели ветрогенератора



Рисунок 3.19 - Ветрогенератор Vestas V66

Зависимость выдаваемой мощности выбранного ветрогенератора от скорости ветра представлена на рисунке 3.20.

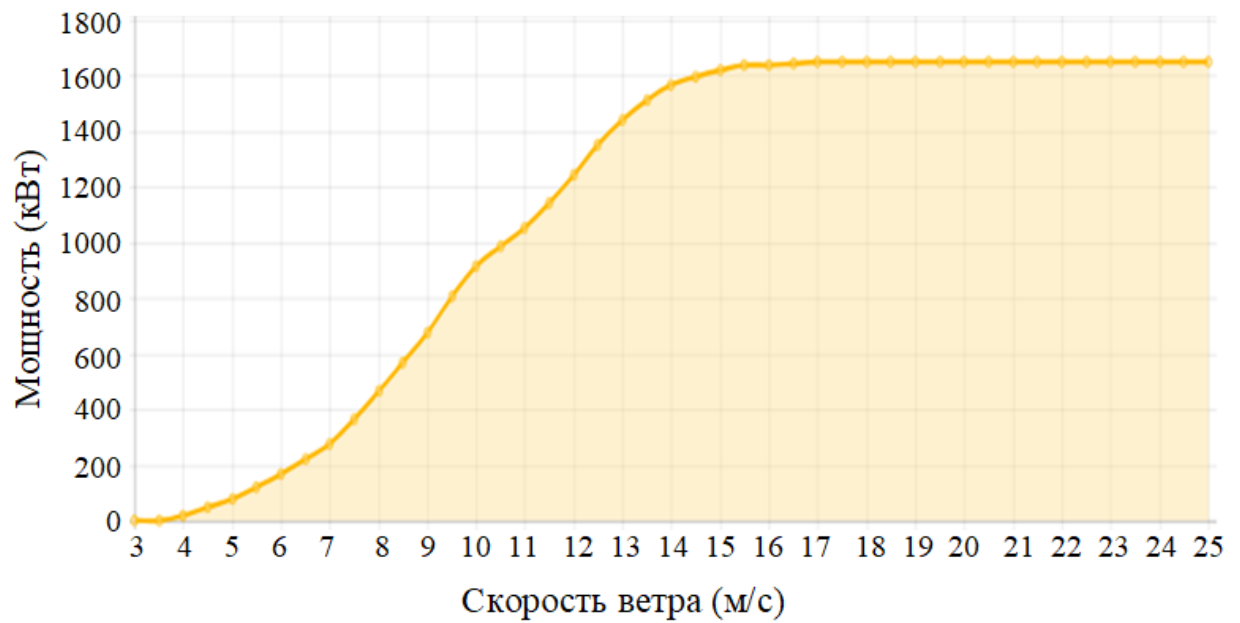


Рисунок 3.20 - Зависимость мощности Vestas V66 от скорости ветра

3.4.2 Оценка потенциальной мощности ветроэлектростанции

В результате исследования территории Памира было принято решение об установке ветроэлектростанции с равной установленной мощностью 10 МВт. Территория Памира имеет обширный потенциал использования энергии ветра, поскольку средняя годовая скорость ветра в этом районе на высоте 50 метров составляет 10,24 м/с, что является высоким показателем энергоэффективности.

Для оценки мощности, вырабатываемой ВЭС использованы прогнозные значения скорости ветрового потока, приведённые в главе 2.

Мощность ветроэнергетическая установка (ВЭУ) напрямую зависит от скорости ветрового потока, который сильно изменяется во времени, от местной погоды и поверхности местности. Зависимость между скоростью ветра, проходящего через ометаемую площадь установки и мощности выражается следующим образом:

$$P = A \cdot C_p \cdot \frac{\rho \cdot V^3}{2}, \quad (3.10)$$

где A – площадь ветрового потока через ветроколесо, м^2 ;

C_p – коэффициент использования ветрового потока (0,4 о.е.);

ρ – плотность воздуха ($1,2 \text{ кг/м}^3$);

V – скорость ветрового потока через ветроколесо, м/с.

Ометаемая поверхность может быть вычислена по формуле:

$$A = \pi R^2, \quad (3.11)$$

где R – радиус ветроколеса, м.

$$A = 3,14 \cdot 33^2 = 3421 \text{ м}^2$$

Результаты оценки генерируемой мощности ВЭС для характерных дней сезонов представлены на рисунках 3.21, 3.22, 3.23, 3.24.

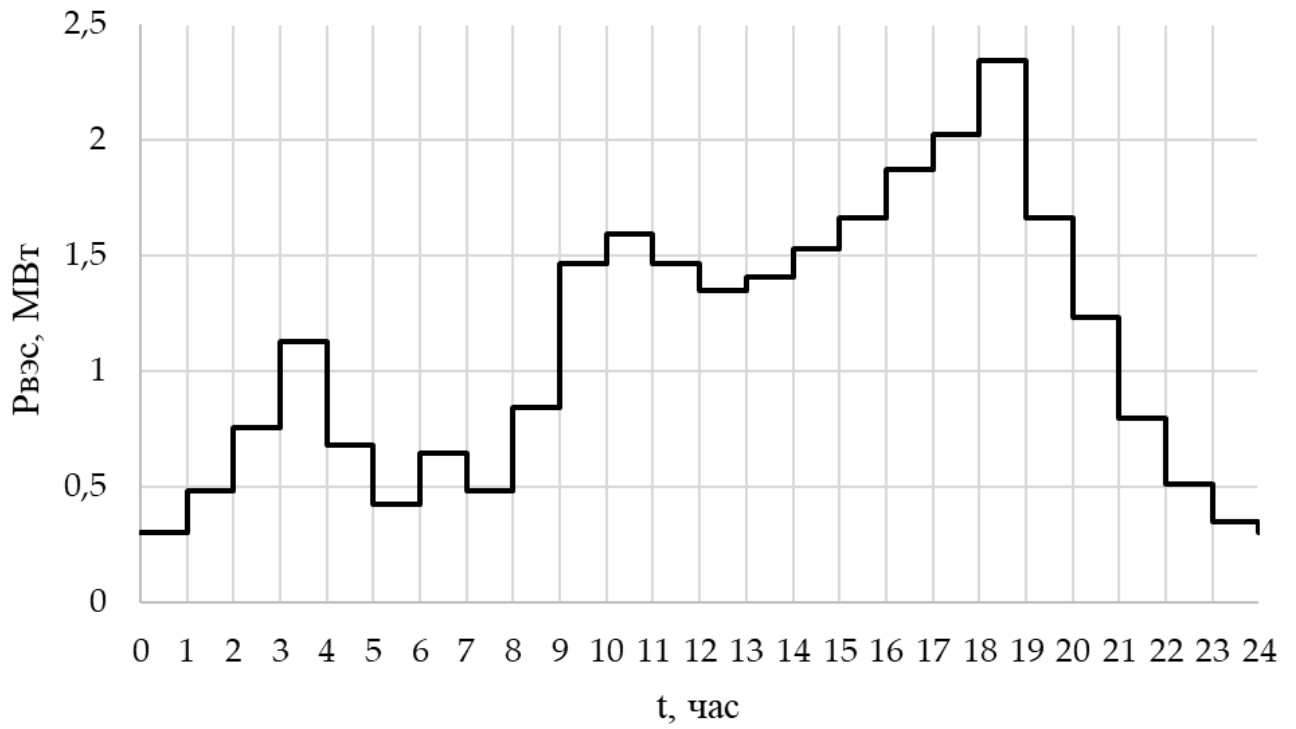


Рисунок 3.21 - Выработка мощности ВЭС для характерного зимнего дня

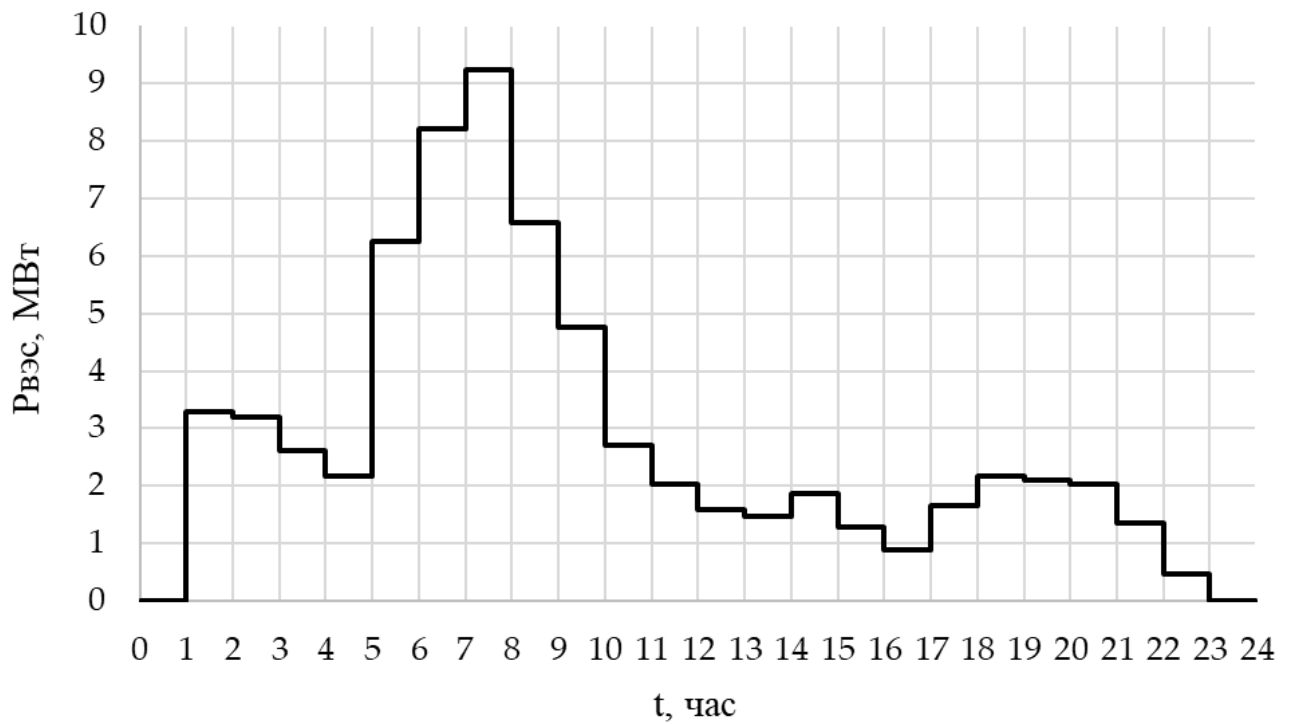


Рисунок 3.22 - Выработка мощности ВЭС для характерного весеннего дня

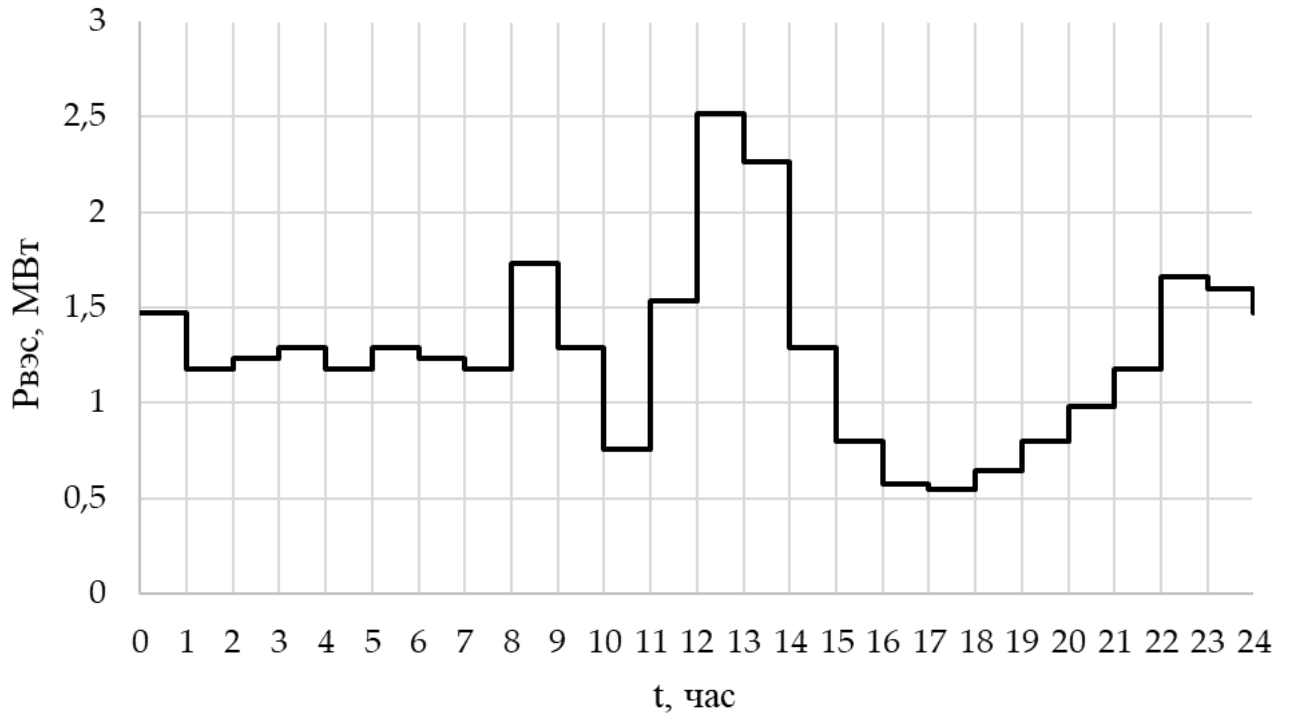


Рисунок 3.23 - Выработка мощности ВЭС для характерного летнего дня

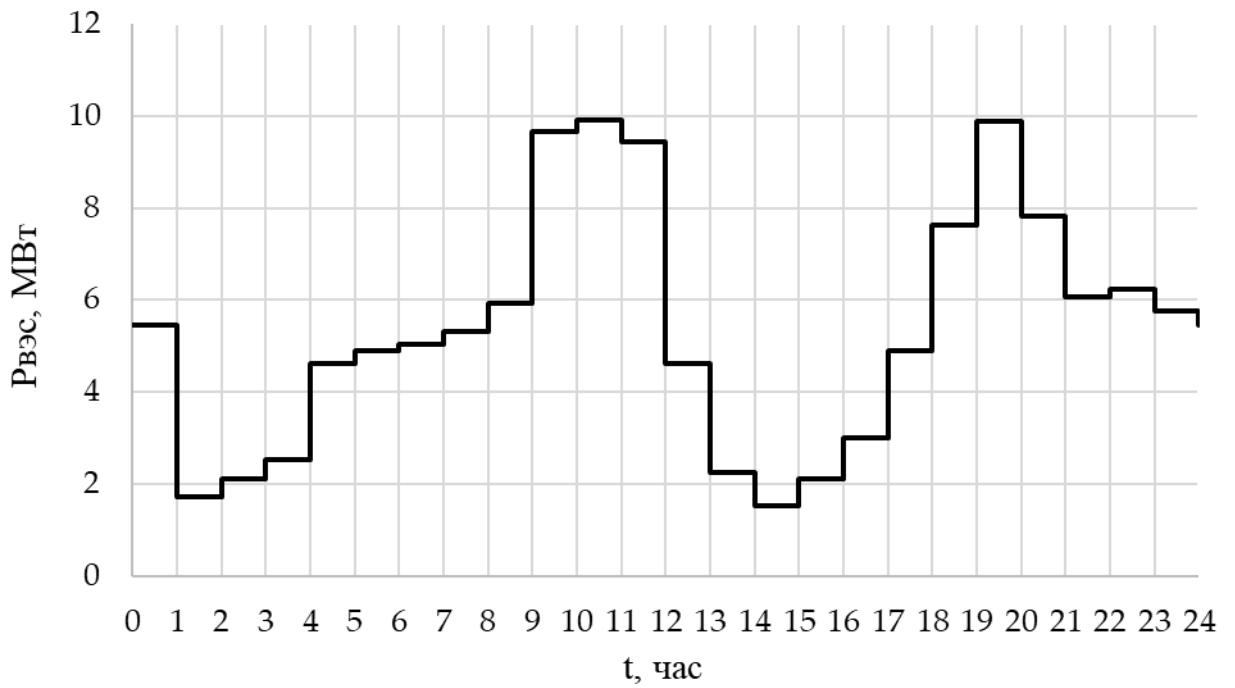


Рисунок 3.24 - Выработка мощности ВЭС для характерного осеннего дня

Видно, что наибольшая мощность ВЭУ развивается весной и осенью.

3.5 Обоснование установки и выбор накопителей энергии

Одним из важнейших компонентов работы любой автономной электростанции является накопление энергии в аккумуляторных батареях, что позволяет обеспечить достаточную мобильность автономных станций. Данное оборудование позволяет обеспечить оптимальную работу ветряной электростанции в безветренную или маловетренную погоду, либо на период планового или аварийного ремонта, расходуя запасённую энергию во времена наличия излишней генерации. Данные батареи должны обладать достаточно высокой ёмкостью, а также выдерживать большое количество циклов заряда-разряда. Существуют три вида лидирующих аккумуляторов, которые имеют свои преимущества и недостатки:

1) Свинцово-кислотные аккумуляторы.

Простой в конструкции и самый распространённый тип аккумулятора. На протяжении долгого времени являлся наиболее предпочтительным в выборе для автономных систем из-за своей низкой стоимости, надёжности и срока службы. Наибольшим недостатком аккумуляторов данного исполнения является их вес, поэтому они имеют худшие показатели по удельной плотности энергии. Кислотные аккумуляторы не переносят глубокого разряда, их необходимо подзаряжать при каждом удобном случае.

2) Щелочные аккумуляторы.

В отличие от кислотных аккумуляторов щелочные не любят отдавать больших токов и приветствуют полный разряд. Данные аккумуляторы не получится заряжать или разряжать порционно, их необходимо использовать в режиме от полного заряда до полного разряда и наоборот. Именно поэтому щелочные аккумуляторы не получили широкого применения в системах автономного комплекса. Иногда допускается установка данных аккумуляторов, но их стоимость намного выше, чем у кислотных, зато срок службы больше.

3) Литий-ионные и литий-полимерные аккумуляторы

Одна из новейших технологий, которая подвергается развитию быстрее других. Данные батареи имеют ряд преимуществ:

- более высокая плотность энергии;
- реже нуждаются в замене;
- практически не нуждаются в обслуживании;
- быстрее заряжаются;
- выдают большие токи и обладают более стабильным напряжением.

Стоимость литий-ионных аккумуляторов по сравнению с традиционными гораздо выше, но стоит отметить, что они обладают и большим сроком службы.

Так как применение накопителей энергии в виде литий-ионных аккумуляторов хорошо известно, в настоящей работе предпринята попытка применения сверхпроводящих индукционных накопителей (СПИН). При этом следует отметить, что в работе также рекомендовано применение трансформатора с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками, которые более подробно описаны в главе четыре.

Рассмотрим конструктивные особенности и преимущество сверхпроводящего индукционного накопителя энергии. Конструктивно СПИН можно представить состоящим из трех основных элементов: это магнитная система, криогенная система и система связи с внешней электрической сетью. Принцип СПИН основан на использовании явления сверхпроводимости. Главным преимуществом данного свойства является отсутствие активного сопротивления в индукционной катушке, которая размещена в охлаждающей среде, например, в жидком азоте при температуре $-197\text{ }^{\circ}\text{C}$ или -77 K . В связи с этим исчезает также энергия, выделяемая при нагреве проводников. Такого вида накопитель способен сохранить электрическую энергию в виде энергии магнитного поля, которое образуется сверхпроводящей катушкой.

Преимуществами использования СПИН являются:

- накопление энергии во время избыточного ветрового потока или солнечной инсоляции и ее расходование в периоды недостаточности генерации от источников;

- выравнивание графиков нагрузки автономной энергосистемы на суточном интервале;
- увеличение надежности передачи и распределения электрической энергии;
- демпфирование низкочастотных колебаний в сети;
- поддержка электропитания во время перерывов электроснабжения ответственных потребителей;
- быстрое действие, достигающее миллисекунд, что позволяет реагировать на быстротекущие аварийные процессы в энергосистеме;
- экологическая чистота.

Сохранение энергии в СПИН можно осуществлять сколь угодно долго. При этом при длительном применении необходимо тратить дополнительные расходы на охлаждения, однако выгода применения данного вида накопителей энергии компенсирует эти затраты. Важным преимуществом СПИН является то обстоятельство, что энергия в нём сохраняется в виде электромагнитного поля и в этой же форме и используется.

Сверхпроводящие индукционные накопители представляют собой одно из уникальных технических решений, основанных на явлении сверхпроводимости. Это обусловлено тем, что плотность энергии, запасенной в магнитном поле СПИН на два порядка больше, чем в емкостном накопителе. Причем мощность, выдаваемая в импульсе, достигает миллионы киловатт.

В данной работе выбраны один СПИН мощностью 5 МВт, который установлен в узле рядом с ветроэнергетической установкой.

При наличии СПИН с использованием жидкого азота было бы удачным использование также трансформаторов с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками (ВТСП-трансформатор) [65-68]. Это позволит поддерживать в аварийных случаях необходимое напряжения на обмотках ВТСП-трансформатора в случае длительных коротких замыканий или при задержки их отключения, что позволит предотвратить закипания азота при преодолении им критической температуры. Таким образом поддерживается электропитание во время перерывов электроснабжения ответственных потребителей.

Выводы по главе 3

1. Показано, что альтернативные источники энергии необходимы для поддержания баланса мощности в автономной энергосистеме Памира для сохранения промышленной частоты 50 Гц.
2. Обоснован выбор и идеология построения солнечной фотоэлектрической станции с фиксированным углом наклона для каждого сезона, что позволяет сократить эксплуатационные расходы на построение и обслуживания этих станций.
3. На основе обзора мирового рынка производителей ветроустановок обоснован выбор мощности и условия сезонной генерации за счет ветроэлектрической станции.
4. Выполнен также анализ конструктивного исполнения и энергоэффективность источников сохранения энергии и показана высокая эффективность накопителей на сверхпроводящей диэлектрической среде – жидком азоте, а именно: сверхпроводящей индукционный накопитель (СПИН).

ГЛАВА 4 ПЛАНИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ УСЛОВИЙ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

4.1 Постановка задачи

В настоящей главе рассмотрены основные режимы электропотребления в энергосистеме с учетом его сезонности. Задача решается на основе методов линейного программирования, продукционных правил “Если ..., То ...” и математического моделирования режимов электропотребления генерирующими потребителями. Установлено, что электропотребители данного региона Таджикистана в связи с дефицитом электроэнергии имеют возможность самостоятельно установить дополнительные генерирующие источники энергии в виде ветроэнергетических установок, солнечных фотоэлектрических станций и накопителя энергии для ее сохранения. В качестве целевой функции выбрана минимизация финансовых расходов на собственное электропотребление, а также их максимизация от экспорта и перераспределения потоков электроэнергии.

Предполагается полноценный анализ установившихся режимов автономной энергосистемы с учетом напряжения в узлах и потерей активной мощности в сети. Будет реализована концепция отказа от линии 35 и 10 кВ с тем, чтобы получить единую модель электрической сети, совмещаемую с государством Афганистан.

4.2 Методы поиска оптимума в многофакторных моделях

Вопрос оптимального управления производством/потреблением электроэнергии в современных распределительных системах становится особенно актуальным в эпоху Smart grid. Кроме того, тот факт, что работа автономных энергосистем с высокой степенью использования возобновляемых источников энергии может создать значительные проблемы с балансировкой системы, децентрализованная интеграция возобновляемых источников энергии на основе интеллектуальной энергетической системы Smart grid представляется как

наиболее перспективный способ повышения устойчивости и надежности функционирования последних – оптимальным, с точки зрения затрат, способом [41, 42], тем более, что именно автономные интеллектуальные, интегрированные системы возобновляемой энергетики лежат в основе инициатив “энергия для всех”, направленных на предоставление современных энергетических услуг прибрежным, островным и горным регионам, а также, в более широком смысле, сельским/периферийным регионам [1].

Гибридные системы возобновляемой энергетики (ГРЭС) могут значительно различаться по типу и количеству источников генерации, потребителей, установленной мощности, условиям эксплуатации и многим другим факторам [69].

Задачам оптимизации работы генерирующих энергоустановок систем электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии, а также технико-экономической оценке энергоснабжения изолированных потребителей посвящен целый ряд работ, в которых дается либо экономическое обоснование эффективности подключения к централизованному энергоснабжению, либо рассматривается возможность использования местных малых источников энергии [70-82].

Авторы ряда работ, посредством использования методов математического моделирования, предлагают создание технико-экономической модели для анализа технической и экономической целесообразности применения возобновляемых источников энергии, с целью решения проблемы непрерывного энергоснабжения. В [83-86] используется теория дополнения гидро- и солнечной энергии, позволяющая решить проблему нестабильной выработки солнечной энергии. С целью снижения рисков и повышения надежности энергосистемы такого рода дополнительно снабжаются накопителями энергии [87, 88]. Из-за нестабильности ветровых ресурсов соответствующие ученые объединили гидроаккумулирующие электростанции с ветроэлектростанциями, стремясь к оптимальному режиму взаимодополняемой работы, и максимизации прибыли. В [89] описывается моделирование экономических показателей дальнейшей интеграции

фотоэлектрических систем с учетом технических ограничений. А в [90, 91] прописана экономическая целесообразность крупномасштабной гибридной гидроэлектростанции, включая передачу энергии на большие расстояния.

Для изолированных систем должны быть созданы модели для оптимизации системы управления распределенной генерацией, включающей, в том числе, и возобновляемые источники энергии. Такие модели позволяют оптимизировать работу сети по различным параметрам. Различные методы оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и сетей рассмотрены в [40, 42, 43]: предлагается оптимальный метод определения размеров для парков возобновляемых источников энергии и накопителей энергии в гибридной энергосистеме. Генетический алгоритм используется для поиска оптимальных решений как для возобновляемых ферм, так и для устройств хранения энергии.

В целом, процесс оптимизации можно разделить на одноцелевые и многоцелевые методы. Так, например, в [75] предложен метод оптимизации размеров парков возобновляемой энергии вместе с экономическим анализом для потребности в зарядке от сети до 50 000 подключаемых электромобилей. Однако процесс, который ограничивает влияние колебаний мощности фермы возобновляемых источников энергии на коммунальную сеть, не анализируется. В [77] предложен метод, основанный на анализе затрат и выгод для оптимального размера системы хранения энергии в МГ, но не указан соответствующий размер фермы возобновляемых источников энергии. Кроме того, система накопления энергии включала только использование аккумуляторов, которые могут выйти из строя в ситуациях высоких колебаний мощности. В [39] предложен оптимальный метод определения размеров гибридной энергосистемы с ветровой солнечной батареей как для автономного, так и для сетевого режима (без ультраконденсатора).

Следует отметить, что большинство начальных исследований в этой области посвящено анализу краткосрочной эксплуатации маломасштабных/автономных энергосистем для тех случаев, когда требования к качеству производства электроэнергии кажутся менее важными. Проведенное в

[13] исследование было направлено на изучение долгосрочной модели оптимизации для гибридных систем гидро/фотоэлектрических систем с учетом стабильности выходной мощности и общей выработки электроэнергии одновременно путем создания многоцелевой модели оптимизации для долгосрочной работы гидроэлектростанции/фотоэлектрической системы, которая затем оптимизируется с помощью модифицированной версии Non-dominated Sorting Genetic Algorithm. В свою очередь, чтобы улучшить долгосрочные дополнительные эксплуатационные характеристики крупномасштабной гибридной гидроэлектростанции, в [11] были разработаны методы долгосрочной стохастической оптимизации, которые одновременно учитывают неопределенность потока и выходной мощности фотоэлектрической установки. Была создана многоцелевая оптимизационная модель для максимизации общего производства энергии и гарантированной скорости. Затем модель была решена с использованием стохастического динамического программирования для получения операционных решений. Это исследование было сосредоточено на долгосрочной взаимодополняющей работе гибридных электростанций с гидроэлектростанциями, учитывая неопределенность как в потоке, так и в мощности фотоэлектрической энергии.

4.3 Энергетический баланс и условия оптимальных режимов энергосистемы

Для оценки энергетического потенциала рассматриваемой автономной энергетической системы Памира необходимо оценить возможность использования альтернативных источников энергии на суточном интервале. При этом существенное отличие режимов данной системы состоит в том, что в зимний период она является энергодефицитной, а в летний – энергопрофицитной. В связи с этим для зимнего и летнего периодов выбрано по одному наиболее характерному дню. Для оптимизации режимов электропотребления были использованы статистические данные по изменению скорости ветра, солнечной

инсоляции, выработке мощности гидроэлектростанциями за счет водных ресурсов и суточный график нагрузки для выбранного характерного дня [92].

В настоящее время в ведении «Памир Энерджи» находится 11 гидроэлектростанций, из которых более крупные - ГЭС «Памир-1» и «Хорог», а также 9 малых ГЭС общей установленной мощностью 43,5 МВт. Три ГЭС из них (ГЭС «Памир-1», ГЭС «Хорог», ГЭС «Намангут») работают на автономную энергосистему Памира (на общую нагрузку), причем ГЭС «Памир-1» и ГЭС «Хорог» находятся в каскаде на реке Гунт, а ГЭС «Намангут» находится на другой реке, а именно - на реке Пяндж.

Наряду с этим, прогнозирование мощности гидростанций и состава гидроагрегатов может быть осуществлено в соответствии с принципами, изложенными в [93-96], что позволяет оценить возможности покрытия суточного графика за счет электроэнергии, вырабатываемой ГЭС.

Мощность ветроэнергетической установки зависит от скорости ветрового потока, который сильно изменяется во времени, от погоды и поверхности местности. Зависимость мощности и скорости ветра, проходящего через ометаемую площадь ветроустановки выражается следующей формулой

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p(\lambda), \quad (4.1)$$

где ρ - плотность воздушного потока (кг/м³), зависящая от температуры и давления воздуха; A - площадь поверхности, ометаемая лопастями (м²); V - скорость ветра (м/с); C_p - коэффициент эффективности ветроустановки; λ - коэффициент быстроходности.

Для данной энергосистемы выбрана суммарная установленная мощность ветрового парка 10 МВт, которая состоит из 6 ветроустановок мощностью по 1650 МВт. В соответствии с паспортными данными, выработка мощности начинается со скорости ветра 4 м/с. При достижении скорости 15 м/с вырабатывается номинальная мощность. В диапазоне 15–50 м/с поддерживается номинальная мощность ветроустановок. Детальный выбор места размещения ветроустановок с

учетом рельефа местности и скорости ветра может быть сделан в соответствии с рекомендациями, изложенными в [14].

На рисунке 4.1 приведены данные скорости ветра и солнечной инсоляции для одного зимнего дня региона.



Рисунок 4.1 - Скорость ветра и солнечная инсоляция характерного зимнего дня.

Из графика видно, что наибольшие значения скорости ветра примерно совпадают с утренним максимумом электрической нагрузки. Это благоприятствует использованию энергии ветра в утренние часы. Очевидно, что наибольшую мощность за счет солнечной энергии можно получить с 8 до 18 ч [97]. Это примерно соответствует продолжительности электрической нагрузки в течение рабочего дня. Суммарная мощность солнечных батарей выбрана 6 МВт при коэффициенте полезного действия, равном 20,65%.

Для характерного зимнего дня выработка мощности гидроэлектростанциями за счет водных ресурсов, суточный график нагрузки, вырабатываемая ветропарком мощность, а также выработки мощности солнечными батареями выбраны в качестве исходной информации и приведены в

рисунке 4.2. Наряду с этим, исходная мощность накопителя энергии на начало суток принята 2000 кВт, которая оптимальным образом в соответствии с алгоритмом оптимизации расходуется или накапливается с целью минимизации финансовых затрат электропотребителей.

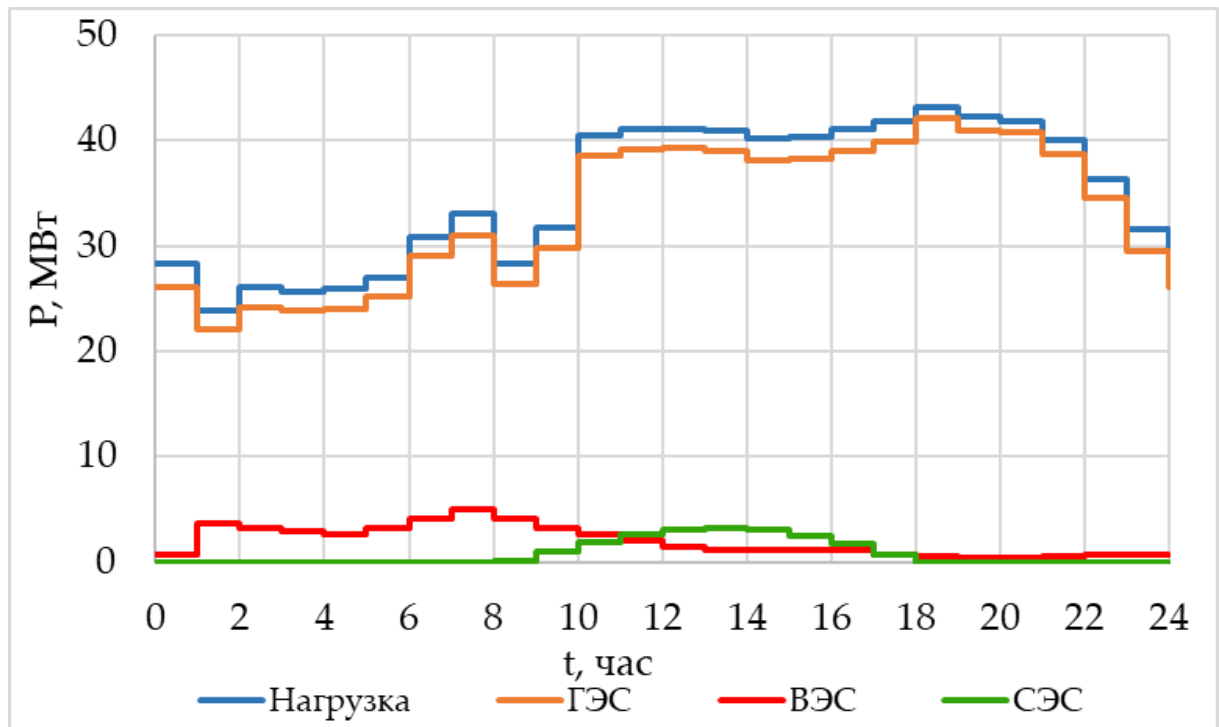


Рисунок 4.2 - Исходная информация энергетического баланса для характерного зимнего дня

Формирования математической модели оптимального электропотребления

Основная задача работы состоит в том, чтобы предложить оптимальное соединение 11 потенциалов большой и малой гидроэнергетики вместе с ветровыми и фотоэлектрическими системами в виде гибридной системы, что повысит надежность системы и инвестиционные затраты [98].

Рассмотрим пример оптимизации структуры генерации энергосистемы ГБАО как изолированной системы электроснабжения с точки зрения минимизации затрат на выработку электроэнергии.

Уравнение баланса мощности для данной автономной системы будет иметь следующий вид

$$P_{ГЭС} + P_{ВЭС} + P_{СЭС} \pm P_{H.Э.} = P_H + \Delta P, \quad (4.2)$$

где $P_{ГЭС}$ – мощность гидроэлектростанций; $P_{ВЭС}$ – мощность ветростанций; $P_{СЭС}$ – мощность солнечных станций; $P_{H.Э.}$ – мощность накопителей энергии; P_H – потребляемая мощность нагрузки; ΔP – потери электроэнергии при передаче и распределение.

Уравнение баланса в интегральной форме выглядит следующим образом

$$\int_0^{24} P_{ГЭС}(t) dt + \int_0^{24} P_{ВЭС}(t) dt + \int_0^{24} P_{СЭС}(t) dt \pm \int_0^{24} P_{H.Э.}(t) dt = \int_0^{24} P_H(t) dt + \int_0^{24} \Delta P(t) dt, \quad (4.3)$$

Задача минимизации финансовых расходов отдельного генерирующего электропотребителя решается на основе минимизации целевой функции в предположении, что почасовые измерения мощности и энергии численно совпадают.

$$\sum_{i=0}^{24} R_i P_{ГЭС} + \sum_{i=0}^{24} R_i P_{ВЭС} + \sum_{i=0}^{24} R_i P_{СЭС} \pm \sum_{i=0}^{24} R_i P_{H.Э.} = \sum_{i=0}^{24} P_{iH} + \sum_{i=0}^{24} \Delta P_i, \quad (4.4)$$

где R_i – почасовой расход электроэнергии от данного вида источника генерации; $P_{ГЭС}$ – мощность потребляемая от ГЭС в i -й час; $P_{ВЭС}$ – мощность потребляемая от ВЭС в i -й час; $P_{СЭС}$ – мощность потребляемая от СЭС в i -й час; $P_{H.Э.}$ – мощность потребляемая от накопителей энергии в i -й час

В связи с тем, что целесообразно минимизировать финансовые затраты каждого отдельного электропотребителя, выражение 4.4 необходимо записать с учетом индивидуальной стоимости каждого альтернативного или возобновляемого источника энергии.

$$\left(C_{ГЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{ГЭС} + C_{ВЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{ВЭС} + C_{СЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{СЭС} \pm C_{H.Э.} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{H.Э.} \right) \rightarrow \min, \quad (4.5)$$

где $C_{ГЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС; $C_{ВЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на ВЭС; $C_{СЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на СЭС; $C_{Н.Э.}$ – стоимость электроэнергии, аккумулированной на Н.Э.

В случае профицита энергии подобное уравнение можно записать для максимизации доходов.

$$\left(k \cdot C_{ГЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{ГЭС} + k \cdot C_{ВЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{ВЭС} + k \cdot C_{СЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{СЭС} \pm k \cdot C_{Н.Э.} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{Н.Э.} \right) \rightarrow \max, (4.6)$$

где: G_i – это избыток электроэнергии в i -й час для каждого источника энергии; k коэффициент доходности от продажи электроэнергии

Наряду с этим, исходя из баланса мощности в часы максимума суточного графика нагрузки выбраны накопители для сохранения энергии с учетом непредсказуемости генерации “зеленой энергии” [99]. Исходя из этого, указанные выше уравнения необходимо решать при ограничениях в форме неравенств, а именно:

$$12 \leq P_{ГЭС} \leq 43,5 \text{ МВт}; 0 \leq P_{ВЭС} \leq 10 \text{ МВт};$$

$$0 \leq P_{СЭС} \leq 6 \text{ МВт}; 0 < P_{Н.Э.} \leq 5 \text{ МВт}.$$

Ограничение для ГЭС состоит от 12–43,5 МВт, что обусловлено срабатыванием водохранилища ГЭС до уровня мертвого объема.

Кроме того, в качестве дополнительного электропотребителя может быть учтена возможность передачи электроэнергии в Афганистан, который закупает избыточную энергию в случае ее профицита в автономной энергосистеме ГБАО. Следует отметить дополнительное важное обстоятельство, которое заключается в том, что баланс мощности и энергии в рассматриваемой системе может быть также уравновешен путем ограничения передаваемой мощности в Афганистан, однако он не может быть источником генерации в обозримом будущем.

4.4 Алгоритм решения и его программная реализация

При решении любой оптимизационной задачи в технических системах необходимо выбрать математический метод, который позволил бы получить конечные результаты с наименьшими вычислительными затратами или обусловил наибольший объем новой информации об оптимальном решении. Выбор метода, как правило, определяется постановкой оптимальной задачи и математической моделью. Известны широко применяемые методы решения оптимизационных задач: исследования функций на основе классического анализа, метод неопределенных множителей Лагранжа, вариационное исчисление, динамическое программирование, линейное программирование, нелинейное программирование, градиентные методы, генетические алгоритмы.

В данной работе выбран в качестве математического метода оптимизации метод линейного программирования.

Линейное программирование представляет собой научное направление о методах исследования и отыскания наибольших (максимальных) или наименьших (минимальных) значений некоторой линейной функции, для которой введены некоторые линейные ограничения. Задачи линейного программирования относятся к задачам на поиск условного экстремума функции при заданных ограничениях. Особенностью задач линейного программирования является то, что экстремум целевой функции достигается на границе области допустимых решений.

Принято считать, что именно с линейного программирования началось развитие дисциплины «математическое программирование». При этом термин «программирование» не имеет ничего общего с термином «программирование для ЭВМ». Термин «линейное программирование» возник как результат неточного перевода английского «linear programming». При этом одно из значений слово «programming» является планирование, или составление планов. Таким образом, можно трактовать термин «linear programming» как «линейное планирование».

Можно утверждать, что линейное программирование применимо для построения математических моделей тех явлений, в которых принята гипотеза линейного представления реальных процессов: технических и экономических задач, задач планирования и управления, оптимальное размещение источников генерации и доли их электропотребления.

В целом задача линейного программирования может быть сформулирована так: найти некоторый вектор значений переменных, обеспечивающих экстремум линейной функций при ограничениях в форме равенств и неравенств. Линейное программирование в настоящее время является наиболее часто используемым методом решения оптимальных задач, и оно является одним из важных разделов современной математики, который называется «Математическое программирование».

В настоящей работе для выполнения исследований было разработано программное обеспечение для оптимального планирования выбора состава генерирующих источников на суточном интервале времени. Алгоритм программы основан на методе линейного программирования с использованием нижеприведенных условий в виде правил продукции. Под «правилом продукции» понимается выражение некоторых причинно – следственных связей между событиями, явлениями или переменными, которые выражаются в форме «IF, ... THEN, ...», где исходное условие (причина) – антецедент, то результат (следствия) – консеквент. Эти правила ограничиваются в форме равенств и неравенств. Так, например, если суммарная мощность ГЭС полностью покрывает потребность автономной системы в электроэнергии, то другие источники не привлекаются. Если суммарная мощность ГЭС недостаточна для покрытия нагрузки, то привлекается следующий по приоритету себестоимости электроэнергии источник энергии, в нашем случае это ВЭС.

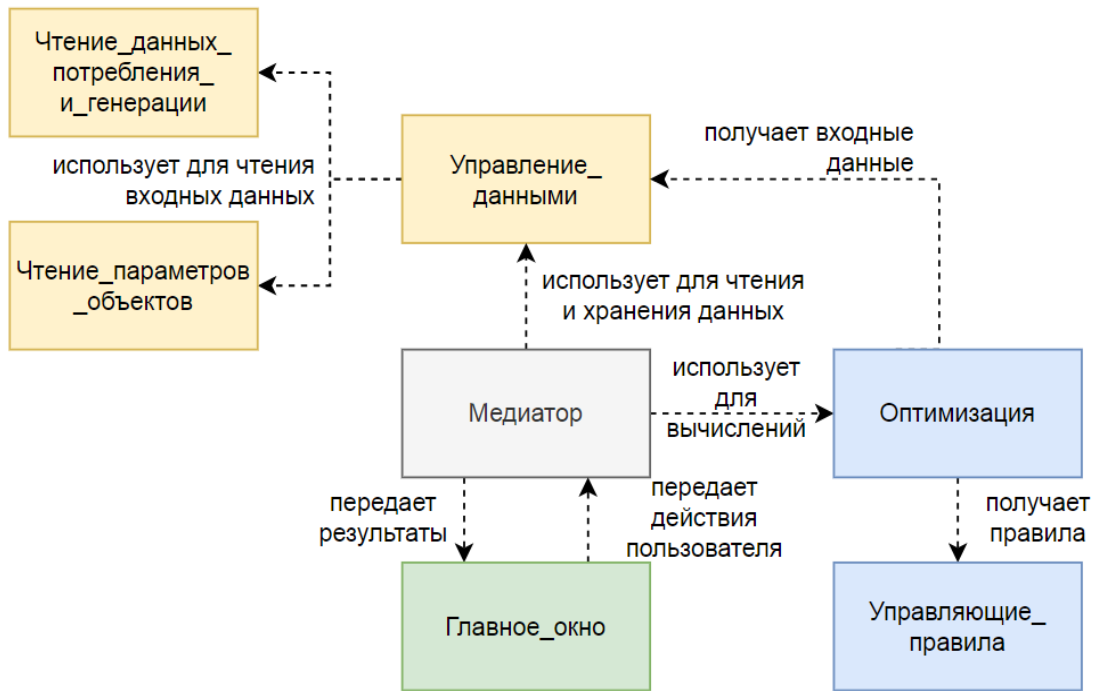


Рисунок 4.3 - UML диаграмма классов разработанного программного обеспечения.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ АВТОНОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

ФАЙЛ ОПЕРАЦИИ СЕРВИС СПРАВКА

Настройки Все результаты Графики

Цена электроэнергии за кВт*ч в руб. Управление АКБ

ГЭС: 1,70 СЭС: 3,00 АКБ разряжена Скорость зарядки / разрядки АКБ (кВт*час): 2000,00

ВЭС: 2,40 АКВ: 3,60 Заряд АКБ: 0 Обная мощность АКБ (кВт*час): 5000,00

Процент надбавки на продажу электроэнергии: 20

Операции Загрузить Очистить Сумма дохода: 158932,80 руб.

Вычислить Результаты Сумма расхода: 1342587,70 руб.

Сохранить График

Исходные данные

Время, час	Гн, кВт	Ггэс, кВт	Ргэс, кВт	Рвэс, кВт	Ракб, кВт*ч
1	21719,000	20082,000	1723,000	0,000	0
2	23660,000	21906,000	1488,000	0,000	86
3	23362,000	21656,000	1276,000	0,000	0
4	23538,000	21857,000	1085,000	0,000	0
5	24545,000	22902,000	1723,000	0,000	0
6	28099,000	26402,000	2572,000	0,000	80
7	30022,000	28235,000	3662,000	0,000	955
8	25692,000	23925,000	5024,000	1209,000	2830
9	28857,000	27125,000	6686,000	1838,000	4830
10	36868,000	35096,000	8681,000	2928,000	5000
11	37318,000	35548,000	6097,000	3993,000	5000
12	37393,000	35686,000	4084,000	4600,000	5000
13	37257,000	35408,000	2572,000	4670,000	5000
14	36553,000	34690,000	1981,000	4161,000	5000
15	36696,000	34844,000	1488,000	3321,000	5000
16	37310,000	35519,000	1085,000	2102,000	5000
17	38054,000	36319,000	762,000	595,000	5000
18	39245,000	38350,000	510,000	0,000	4622
19	38449,000	37167,000	321,000	0,000	4237
20	37978,000	37055,000	408,000	0,000	3276

Результаты

Время, час	Ггэс, кВт	Ргэс, кВт	Рвэс, кВт	Ракб, кВт*ч
1	20082	1637	0	0
2	21906	1488	0	86
3	21656	1276	0	0
4	21857	1085	0	0
5	22902	1643	0	0
6	26402	1697	0	0
7	28235	1787	0	0
8	23925	1767	0	0
9	27125	1732	0	0
10	35096	1772	0	0
11	35548	1770	0	0
12	35686	1707	0	0
13	35408	1849	0	0
14	34690	1863	0	0
15	34844	1488	364	0
16	35519	1085	706	0
17	36319	762	595	378
18	38350	510	0	385
19	37167	321	0	961
20	37055	408	0	515

05.12.2019 17:09:54 © ShAB

Рисунок 4.4 - Скриншот программы “Оптимизация режимов электропотребления автономной электрической системы с распределенной генерации”

На рисунке 4.3 представлена диаграмма классов UML (Unified Modeling Language, универсальный язык моделирования) разработанного программного

обеспечения. Оно включает в себя три основных модуля: «Данные» (бледно-оранжевый цвет), «Графический интерфейс пользователя» (светло-зеленый), «Вычисления» (голубой), а также «Медатор», синхронизирующий все модули друг с другом. Модульная архитектура позволяет легко изменять отдельные части в системе, например, добавлять новый формат данных, или изменять алгоритм оптимизации, или обновлять базу правил управления [100].

На рисунке 4.4 представлена скриншот рабочего пространство разработанной программной продукции.

Первоначально приводится правило продукции, для гидроэлектростанции, которые выглядят следующим образом:

ЕСЛИ ($P_{ГЭС} < P_H$) ТО

$$RP_{ГЭС} = P_{ГЭС} \text{ и } OP_{ГЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{ГЭС} = P_H \text{ и } OP_{ГЭС} = P_{ГЭС} - P_H$$

На рисунке 4.5 приведен алгоритм решения задачи для этих правил продукции.

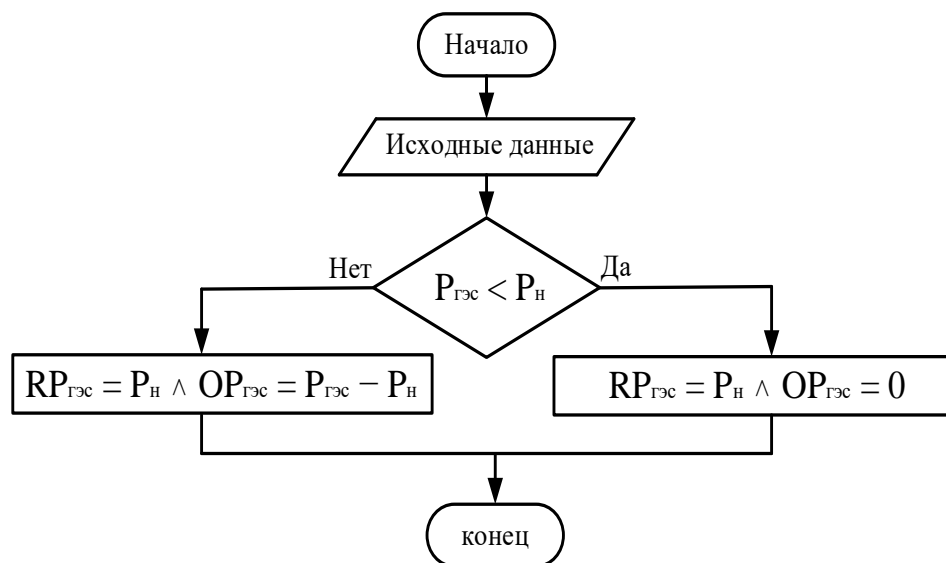


Рисунок 4.5 - Блок-схема алгоритма потребления электроэнергии, вырабатываемой ГЭС

Ниже приводится правило продукции для ветроэлектростанции.

ЕСЛИ ($RP_{ГЭС} < P_H$) ТО

ЕСЛИ ($P_{ВЭС} > 0$) ТО

ЕСЛИ ($RP_{ГЭС} + P_{ВЭС} > P_H$) ТО

$$RP_{ВЭС} = P_H - RP_{ГЭС} \text{ и } OP_{ВЭС} = P_{ВЭС} - RP_{ВЭС}$$

ИНАЧЕ

$$RP_{ВЭС} = P_{ВЭС} \text{ и } OP_{ВЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{ВЭС} = 0 \text{ и } OP_{ВЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{ВЭС} = 0 \text{ и } OP_{ВЭС} = P_{ВЭС}$$

На рисунке 4.6 представлена блок-схема алгоритма для этих правил продукции.

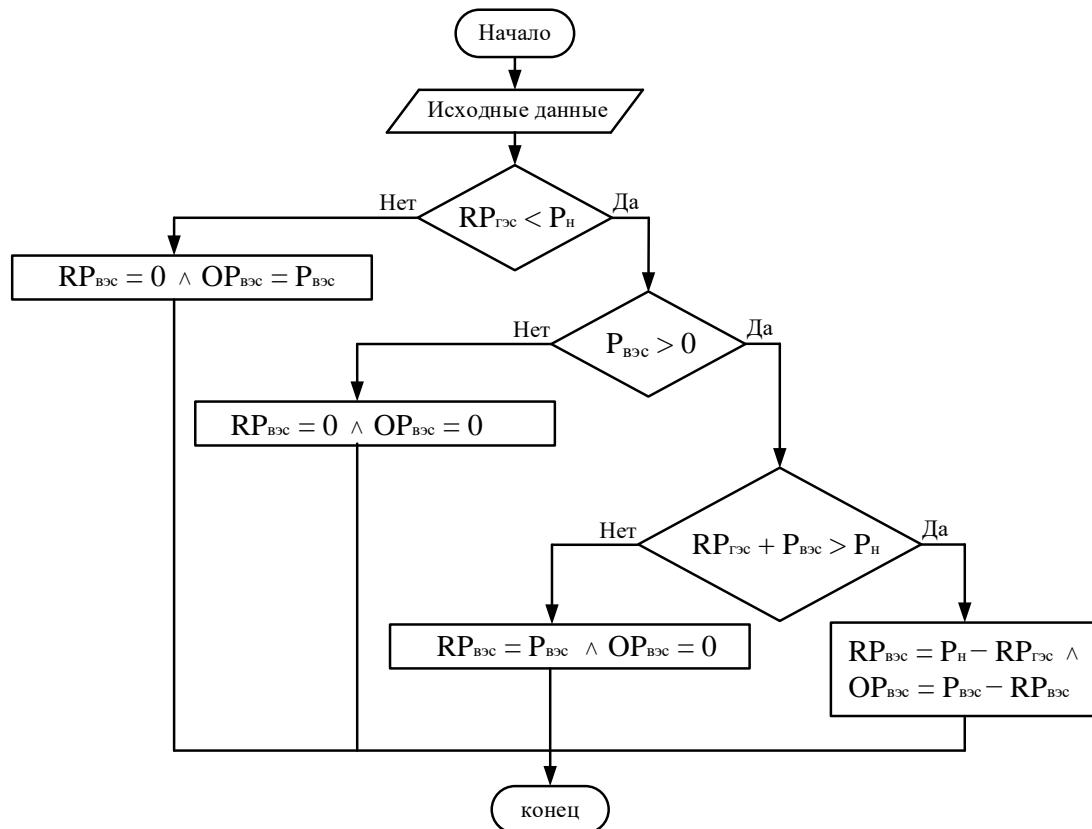


Рисунок 4.6 - Блок-схема алгоритма потребления электроэнергии, вырабатываемой ВЭС

Затем приводится правило продукции для солнечной фотоэлектрической станции.

ЕСЛИ $(RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} < P_H)$ ТО

ЕСЛИ $(P_{СЭС} > 0)$ ТО

ЕСЛИ $(RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} + P_{СЭС} > P_H)$ ТО

$$RP_{СЭС} = P_H - (RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС}) \text{ и } OP_{СЭС} = P_{СЭС} - RP_{СЭС}$$

ИНАЧЕ

$$RP_{СЭС} = P_{СЭС} \text{ и } OP_{СЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{СЭС} = 0 \text{ и } OP_{СЭС} = 0$$

ИНАЧЕ

$$RP_{СЭС} = 0 \text{ и } OP_{СЭС} = P_{СЭС}$$

На рисунке 4.7 представлена блок-схема алгоритма для этих правил продукции.

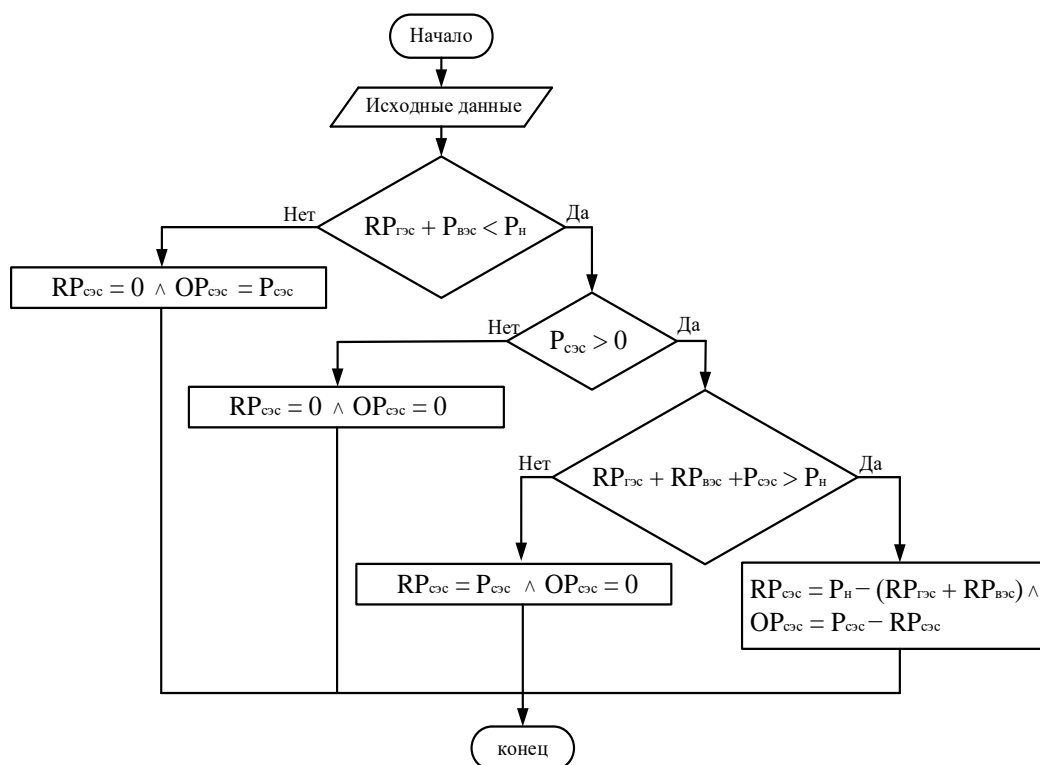


Рисунок 4.7 - Блок-схема алгоритма потребления электроэнергии, вырабатываемой СЭС

Правила продукции для накопителя энергии

ЕСЛИ $(RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} + RP_{СЭС} < P_H)$ ТО

ЕСЛИ $(P_{НЭ} > 0)$ ТО

ЕСЛИ $(RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} + RP_{СЭС} + P_{НЭ} > P_H)$ ТО

$RP_{НЭ} = P_H - (RP_{ГЭС} + RP_{ВЭС} + RP_{СЭС})$ и $OP_{НЭ} = P_{НЭ} - RP_{НЭ}$

ИНАЧЕ

$RP_{НЭ} = P_{НЭ}$ и $OP_{НЭ} = 0$

ИНАЧЕ

$RP_{НЭ} = 0$ и $OP_{НЭ} = 0$

ИНАЧЕ

$RP_{НЭ} = 0$ и $OP_{НЭ} = P_{НЭ}$

По аналогии приведем блок-схему электропотребления от НЭ.

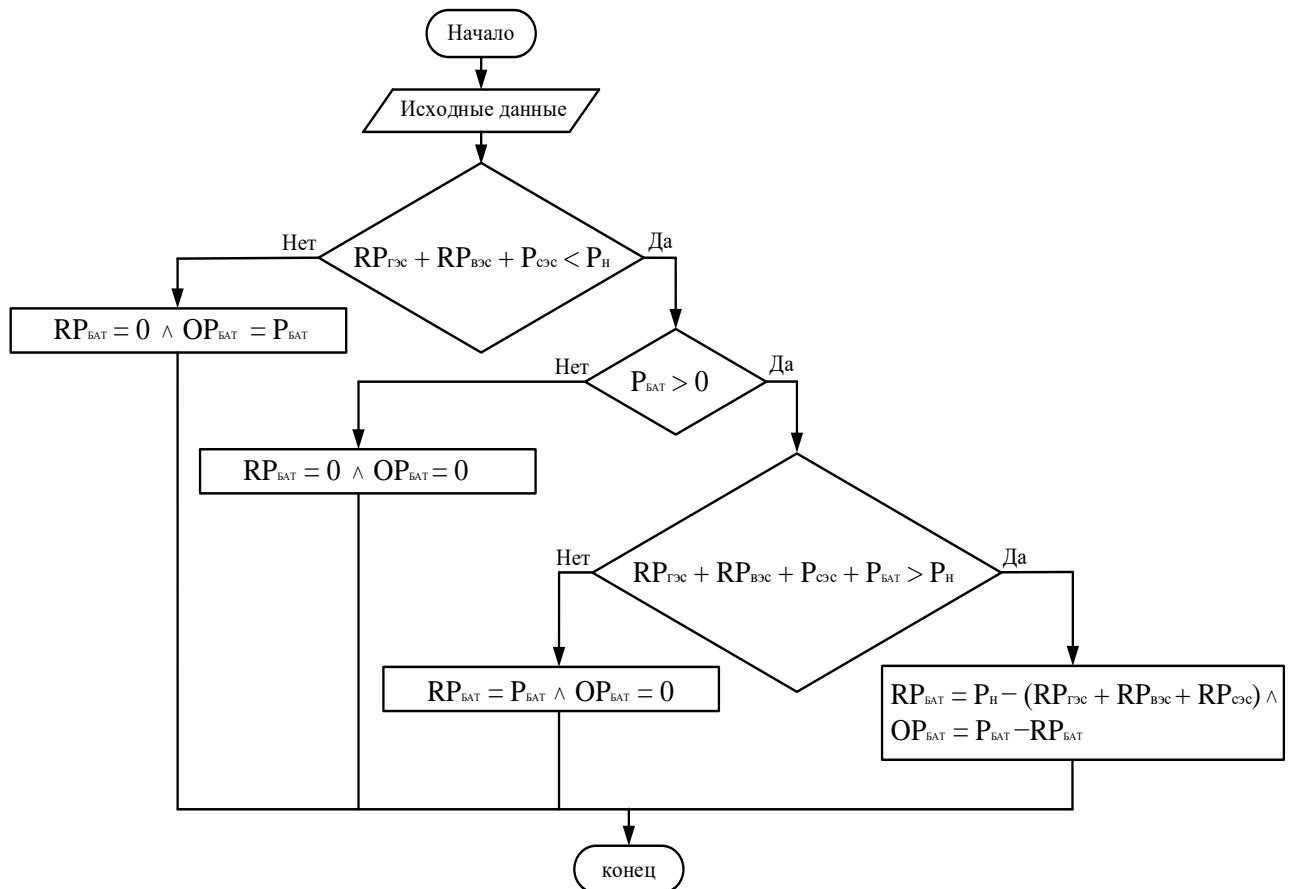


Рисунок 4.8 - Блок-схема алгоритма потребления электроэнергии, вырабатываемой НЭ

Для накопителя электроэнергии правила продукции заряда от различных альтернативных источников энергии формулируются отдельно с учетом ограничений в форме равенств и неравенств. При этом установлены следующие приоритеты накопление энергии: первоначально от ГЭС, затем от ВЭС и далее от СЭС.

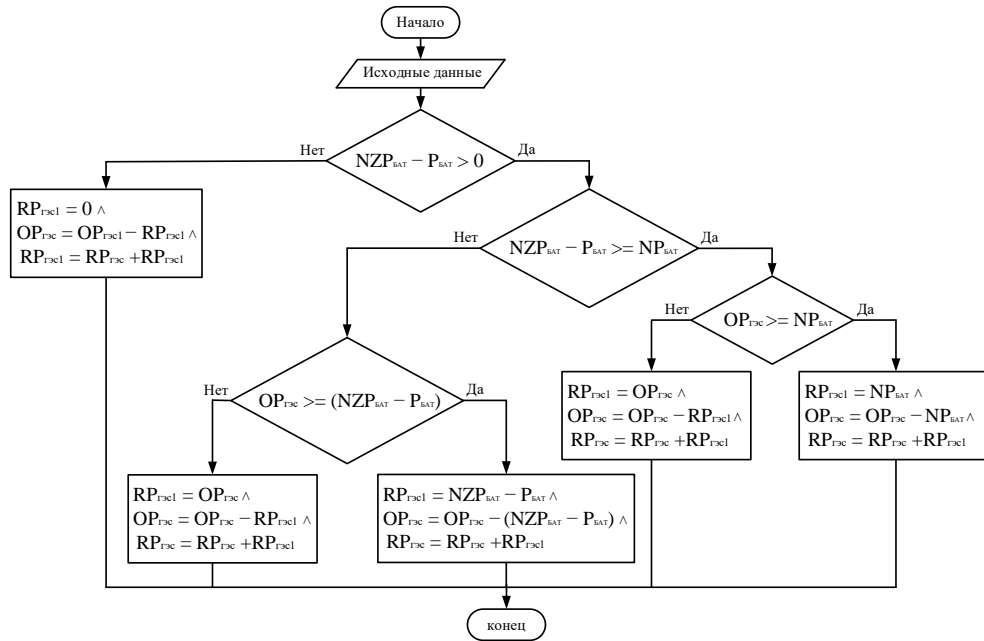


Рисунок 4.9 - Блок-схема алгоритма заряда накопителя от энергии, вырабатываемой ГЭС

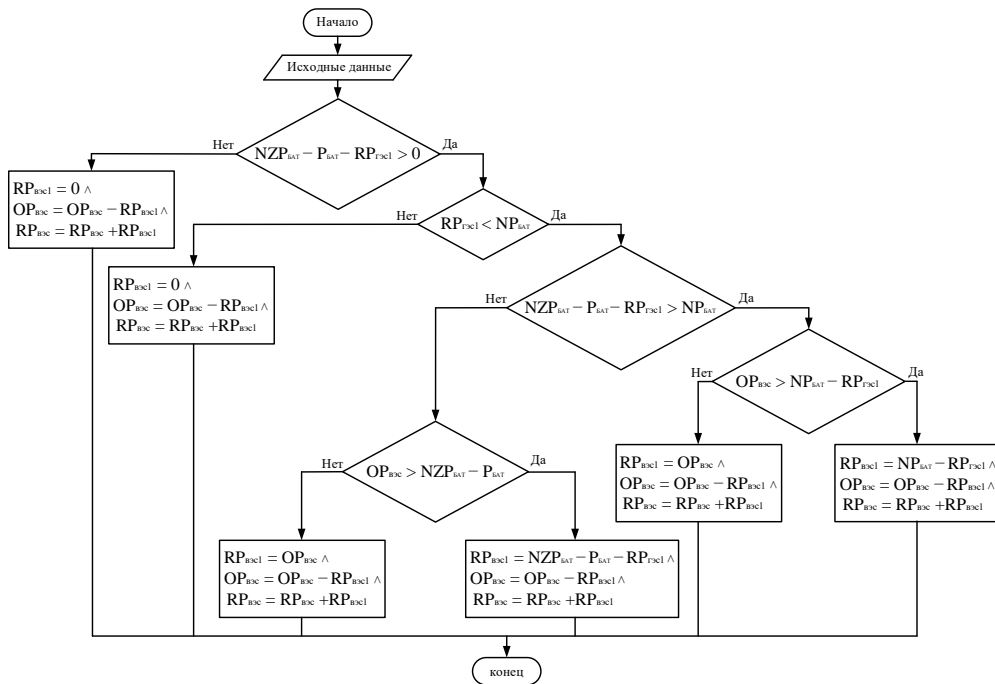


Рисунок 4.10 - Блок-схема алгоритма заряда накопителя от энергии, вырабатываемой ВЭС

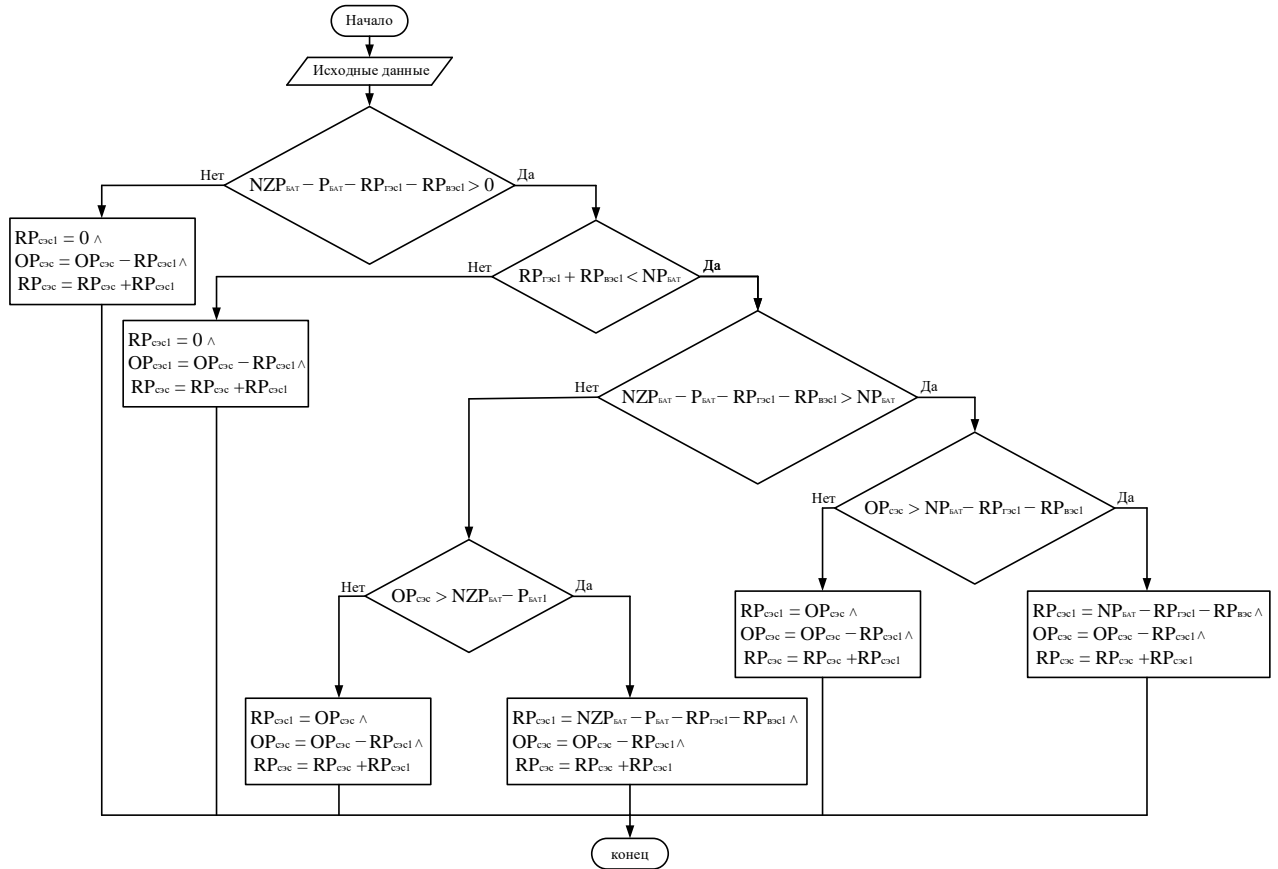


Рисунок 4.11 - Блок-схема алгоритма заряда накопителя от энергии, вырабатываемой СЭС

Уравнения режима накопления и расхода энергии для накопителя энергии на час вперед выглядит следующим образом:

$$P_{BAT}(+) = P_{BAT} + RP_{ГЭС1} + RP_{ВЭС1} + RP_{СЭС1} - RP_{BAT} \quad (4.7)$$

Рассматриваемая автономная энергосистема, основным источником генераций которого являются гидроэлектростанции малых рек, принята в качестве возобновляемого источника энергии, а в качестве альтернативных источников приняты ветроэнергетические установки и солнечные электростанции. В качестве балансирующего источника будет рассматриваться накопитель энергии.

В соответствии с предложенным алгоритмом на основе правил продукции и разработанной программы могут быть выполнены расчеты для каждого суток на том или ином сезонном интервале года [101]. В нашем случае, согласно расчетам, результаты оптимального электропотребления для характерного зимнего дня приведены в рисунке 4.12.

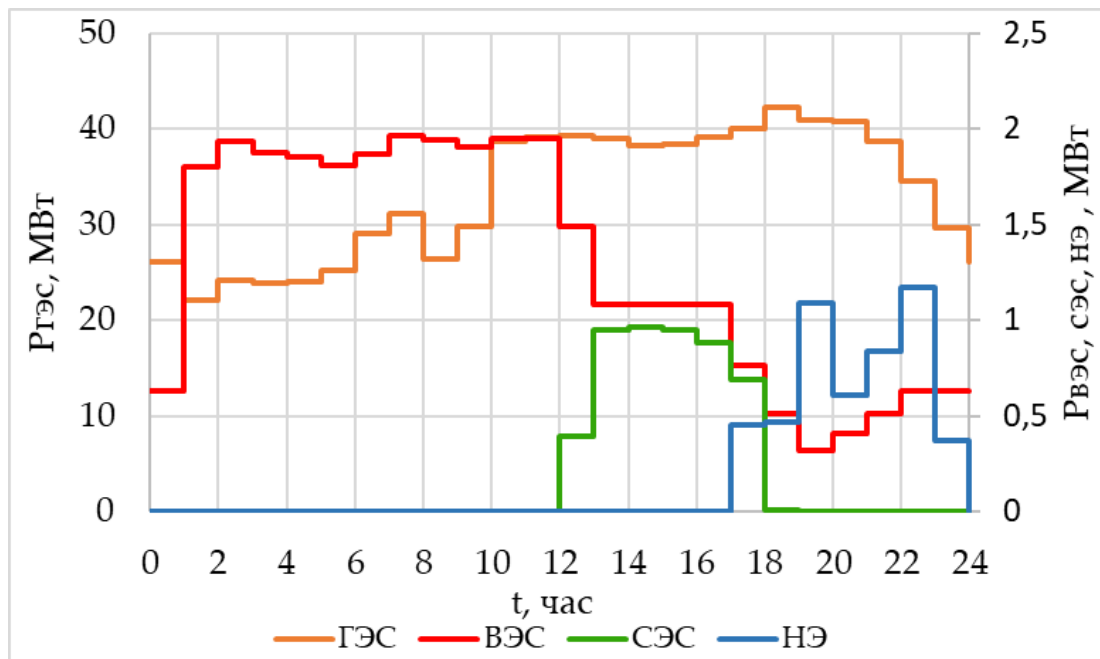


Рисунок. 4.12 - Оптимальный состав альтернативных источников и накопителей энергии для минимизации расходов на электропотребление.

Алгоритм предусматривает, что в базовую часть графика нагрузки включается генерирующий источник с наименьшей стоимостью электроэнергии. В зимнем периоде таким источником служат гидроэлектростанции, то есть водные ресурсы, а в летнем периоде солнечная электростанция, то есть солнечная энергия. В покрытии пиковой части графика нагрузки используется накопитель энергии или альтернативные источники энергии, если они развивают мощность.

Исследование показало, что большую часть суточного интервала, кроме периодов утреннего и вечернего максимума, возобновляемые источники могут обеспечивать покрытие электропотребление. Однако в периоды пиков нагрузки возникает дефицит активной мощности, который в настоящее время приводит к отключению электропотребителей или их ограничению. Проблема будет решена при установке накопителя энергии, который должен осуществлять дополнительную генерацию сохраненной электроэнергии с 17 до 23 часов. В утренние часы с 6 до 12 наблюдается высокая скорость ветрового потока, что позволяет сохранять энергию накопителя.

При этом режим накопителя энергии с точки зрения оптимального электропотребления на суточном интервале выглядит следующим образом (таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Аккумуляция электроэнергии от различных источников генерации

Время, ч	$P_{гэс}$, кВт	$P_{вэс}$, кВт	$P_{сэс}$, кВт
1	0	1000	0
2	0	1000	0
3	0	1000	0
4	0	722	0
5	0	1000	0
6	0	278	0
7	0		0
8	0		0
9	0	0	0
...
24	0	0	0

Видно, что накопление энергии целесообразно осуществлять в ночное время с учетом того, что разряд литий-ионных аккумуляторов не должен быть ниже 20 % с точки зрения продления их срока службы.

В целом, минимальные финансовые затраты электропотребителей на суточном интервале зимнего дня будут достигнуты при следующем соотношении альтернативных источников генерации и накопителя энергии (рисунок 4.13).

Показано, что благодаря оптимальному управлению электропотребления на каждом часе суточного интервала времени может быть достигнута минимизация финансовых затрат на электропотребление, как в целом для региона, так и для каждого электропотребителя, если он имеет собственные источники альтернативной генерации энергии. Такой подход является новым и соответствует инновационному предложению на краткосрочную перспективу развития региона.

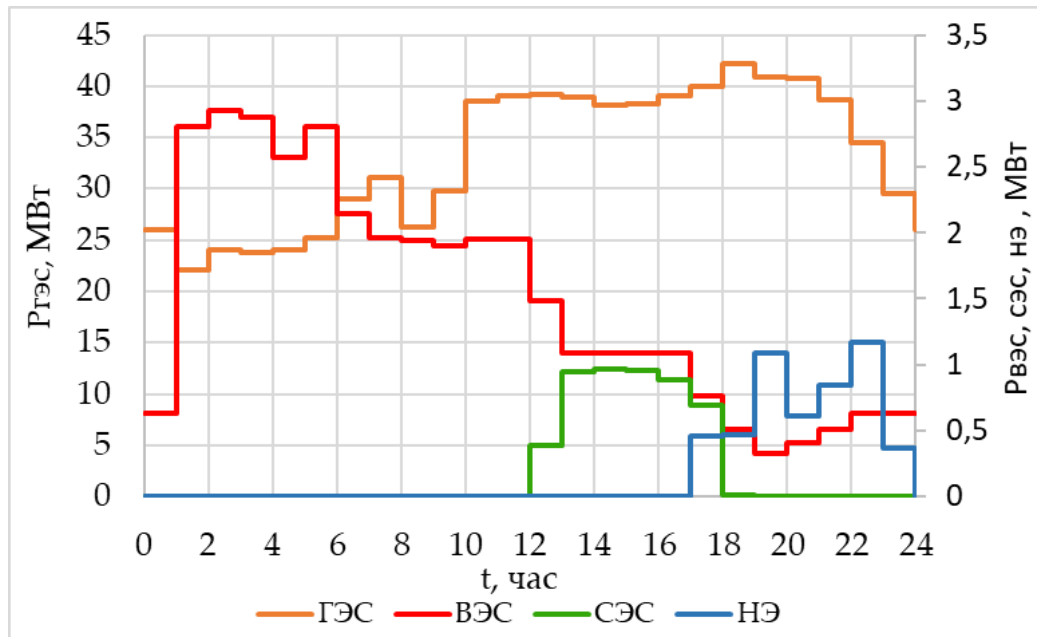


Рисунок. 4.13 - Выбор генерирующих источников и накопителей энергии для минимизации финансовых затрат на электропотребление.

Ниже в таблице 4.2 приведен профицит электроэнергии от различных источников энергии.

Таблице 4.2 - Профицит электроэнергии

Время, ч	$P_{ГЭС}$, кВт	$P_{ВЭС}$, кВт	$P_{сЭС}$, кВт
1	0	861	0
2	0	340	0
3	0	30	0
4	0	0	0
5	0	463	0
6	0	1939	0
7	0	3058	0
8	0	2140	81
9	0	1364	969
10	0	622	1949
11	0	34	2688
12	0	0	2749
13	0	0	2310
14	0	0	2088
15	0	0	1572
16	0	0	833
...
24	0	0	0

В ходе проведенного исследования был выявлен наиболее экономичный и эффективный способ совместной работы возобновляемых и альтернативных источников энергии в составе гибридной ЭС с целью достижения минимальных финансовых затрат и повышения энергоэффективности при эксплуатации.

Анализ режимов энергопотребления представленного автономного региона Памира республики Таджикистан показывает, что для сезонного управления электропотребления необходимо в качестве ключевых выбрать наиболее загруженные рабочие дни для зимнего, весеннего, летнего и осеннего сезонов года. Показано, что наиболее проблемные суточные режимы относятся к зимнему сезону, в то время как в летнем периоде покрытые всех нагрузок может осуществляться за счет водных ресурсов, включая экспорт избыточной электроэнергии. Это обусловлено высокогорной местностью и обилием малых рек. Картина коренным образом меняется зимой в связи с необходимостью отопления, нагрева воды и более высокого уровня освещения. Об экспорте электроэнергии уже речь не идет. Настоящая работа посвящена решению именно проблем зимнего периода и показывает, что они могут быть успешно решены в краткосрочном периоде с учетом перспектив развития горнодобывающей промышленности, что имеет ключевое значение для благополучия населения и решение экологических проблем на основе безуглеродной энергетики.

Предложенный метод и алгоритм оптимизации энергопотребления позволяют минимизировать финансовые затраты нескольких потребителей электроэнергии, имеющих возможность выбора источника питания из возобновляемых (энергия ГЭС) и альтернативных (энергия ВЭС и СЭС) источников. Рассмотренная модель включает в себя накопитель энергии, играющий основную балансирующую роль в ЭС и тем самым позволяющий минимизировать риски недовыработки энергии ВЭС, продиктованные непредсказуемым характером генерации последних.

4.5 Анализ установившихся режимов автономной электроэнергетической системы Памира

Автономная энергосистема Памира в настоящее время содержит чрезмерное количество трансформации электроэнергии, а именно: 0,4 кВ; 6 кВ; 10 кВ; 20 кВ; 35 кВ, что значительно усложняет эксплуатацию и аварийно-ремонтные работы. Кроме того, в сопредельном государстве используется более современная система электроснабжения, основанная на самонесущих изолированных проводах 20 кВ. В связи с этим, в настоящей работе предложена новая концепция построения электрической сети на одном напряжении 20 кВ, хорошо стыкуемом с системой сопредельного государства. Сущность автономной энергосистемы Памира при этом не изменяется, так как дополнительная нагрузка не получает какого-либо другого централизованного электропитания. С этой целью в новой концепции предусмотрено только одно напряжение 20 кВ при выполнении электрической сети на основе самонесущих изолированных проводов.

При этом за счет снижения собственного индуктивного сопротивления фаз примерно в 2-2,5 раза и увеличения емкостной проводимости в такой же степени, волновое сопротивление линии снижается в 2-3 раза, а натуральная мощность линии электропередачи возрастает в 2-3 раза. Наряду с этим, предел передаваемой мощности по линии обратно пропорционален индуктивному сопротивлению и также увеличивается примерно в 2,5-3 раза, что обеспечивает высокую пропускную способность линий электропередач при минимальных потерях реактивной мощности. Предлагаемый подход более эффективен и менее финансово затратен, чем продольное подключение конденсаторных батарей для компенсации индуктивного сопротивления.

Наиболее электродефицитным сезоном для региона Памира является зимний сезон, поскольку электроэнергия водных ресурсов существенно ограничивается. Ниже рассмотрены эти режимы.

На первоначальном этапе рассчитан исходный установившийся режим электрической сети, при условии, что альтернативные источники энергии отсутствуют.

Потокораспределения для вышеуказанных условий представлены на рисунке 4.14 для схемы, состоящей из 35 узлов. Суммарные потери активной мощности в сети составили:

$$\Delta P_{\Sigma}=2,191 \text{ МВт}, \Delta Q_{\Sigma}=5,122 \text{ МВАр}$$

На рисунке 4.16 видно, что напряжение в узлах достигает чрезмерных отрицательных отклонений от номинального, а именно до 16% от номинального напряжения. В связи с этим отклонения напряжений представлены на рисунке по оси ординат с отрицательным знаком.

Наряду с этим для существующей системы трансформации напряжения рассчитано потокораспределение с подключением дополнительных генерирующих источников на основе альтернативных источников энергии (представлено на рисунке 4.15). При этом суммарные потери активной и реактивной мощности составляют:

$$\Delta P_{\Sigma}=1,264 \text{ МВт}, \Delta Q_{\Sigma}=3,852 \text{ МВАр}$$

То есть потери активной мощности снижаются на 0,927 МВт, что составляет 42,3 % от исходной величины потерь. По реактивной мощности снижение потерь составляет 1,27 МВАр, что соответствует снижению потерь на 24,8 %.

При этом отклонения напряжений в узлах также существенно снизились, при этом максимальное отклонение не превышает 8 %, что соответствует требованиям ГОСТ (рисунок 4.17).

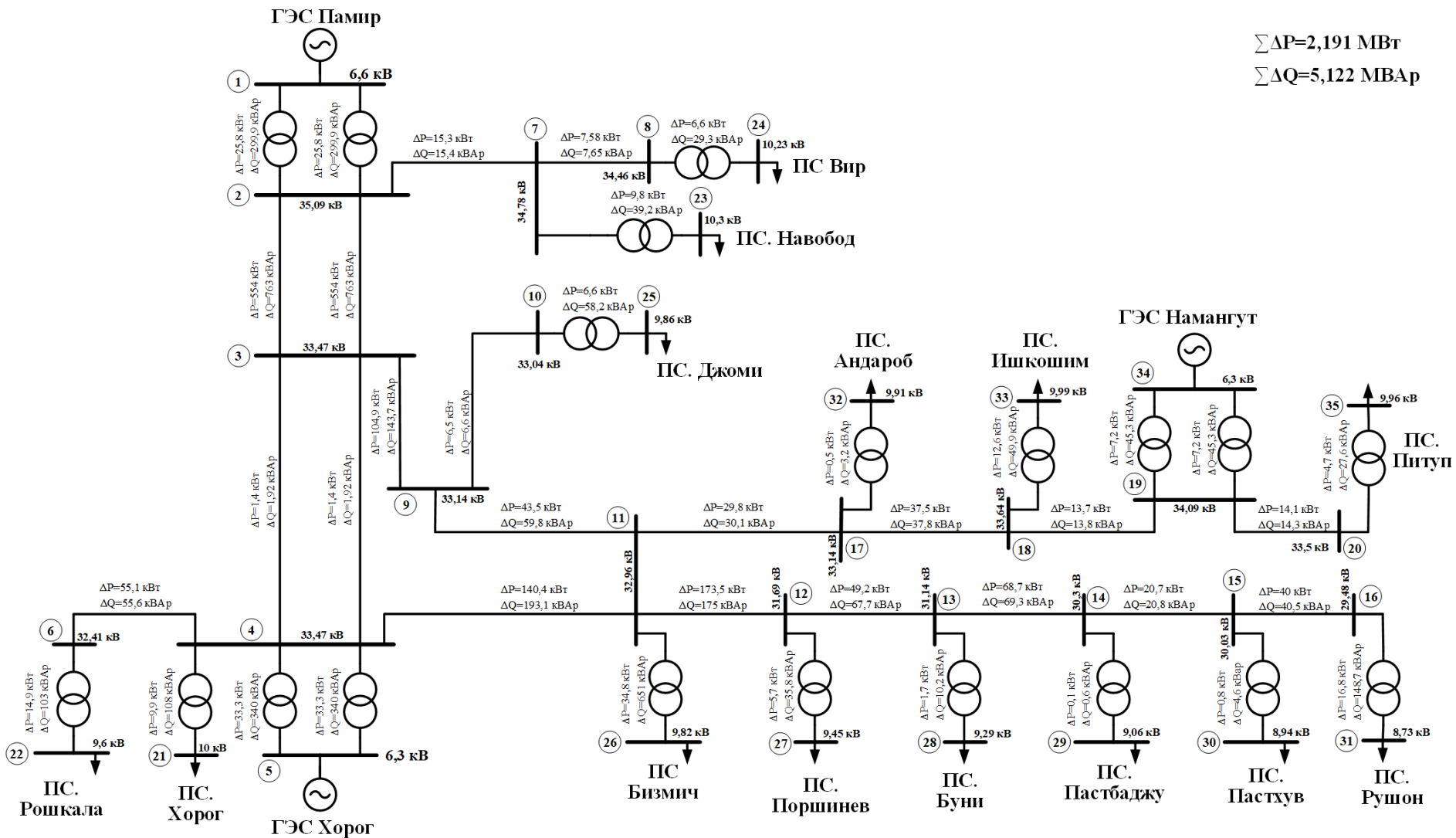


Рисунок 4.14 – Исходный установившийся режим энергосистемы (ПС-подстанция)

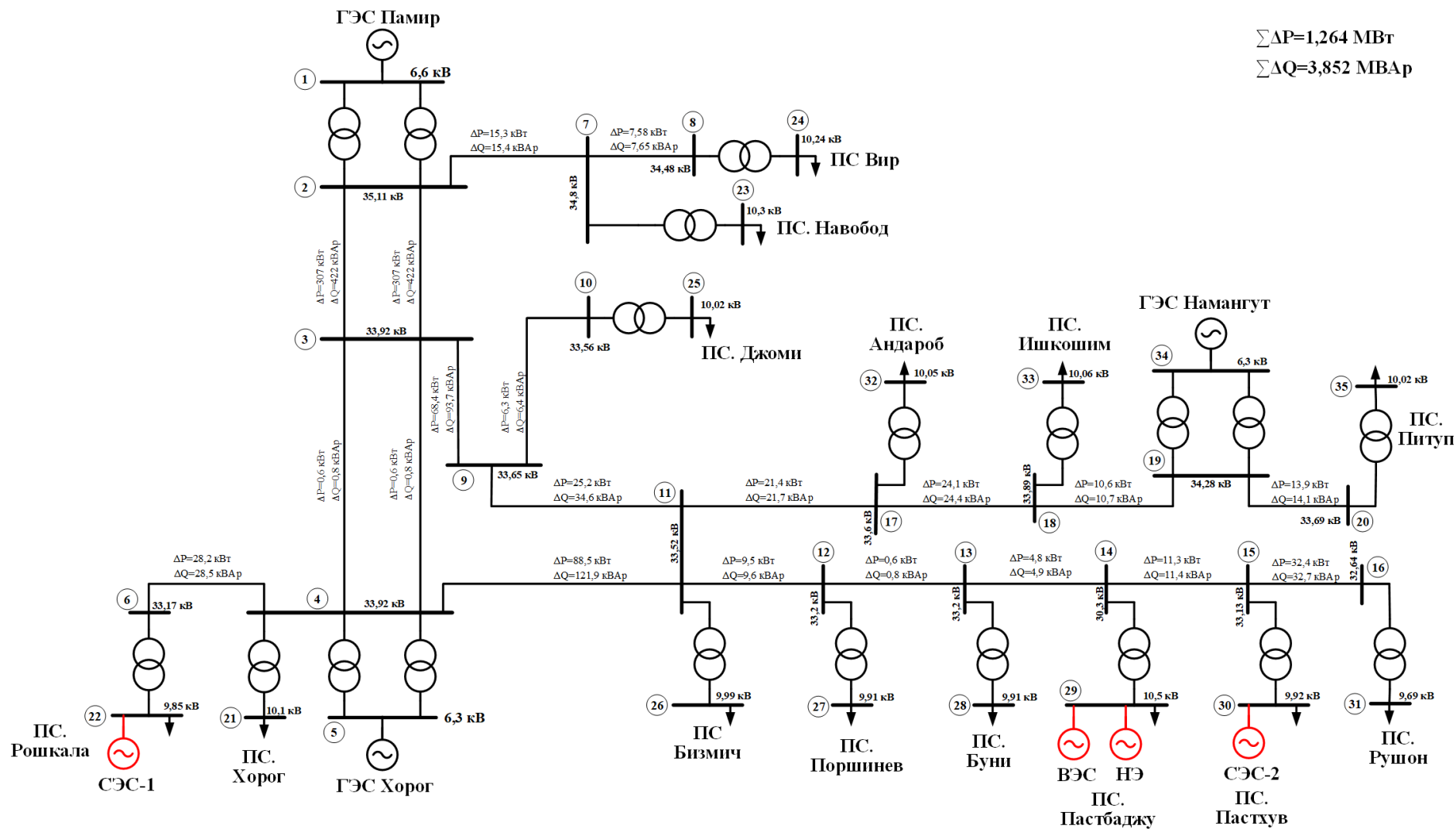


Рисунок 4.15 – Установившийся режим энергосистемы после установления источников генерации на основе альтернативных источников энергии (в узлах 22, 29, 30)

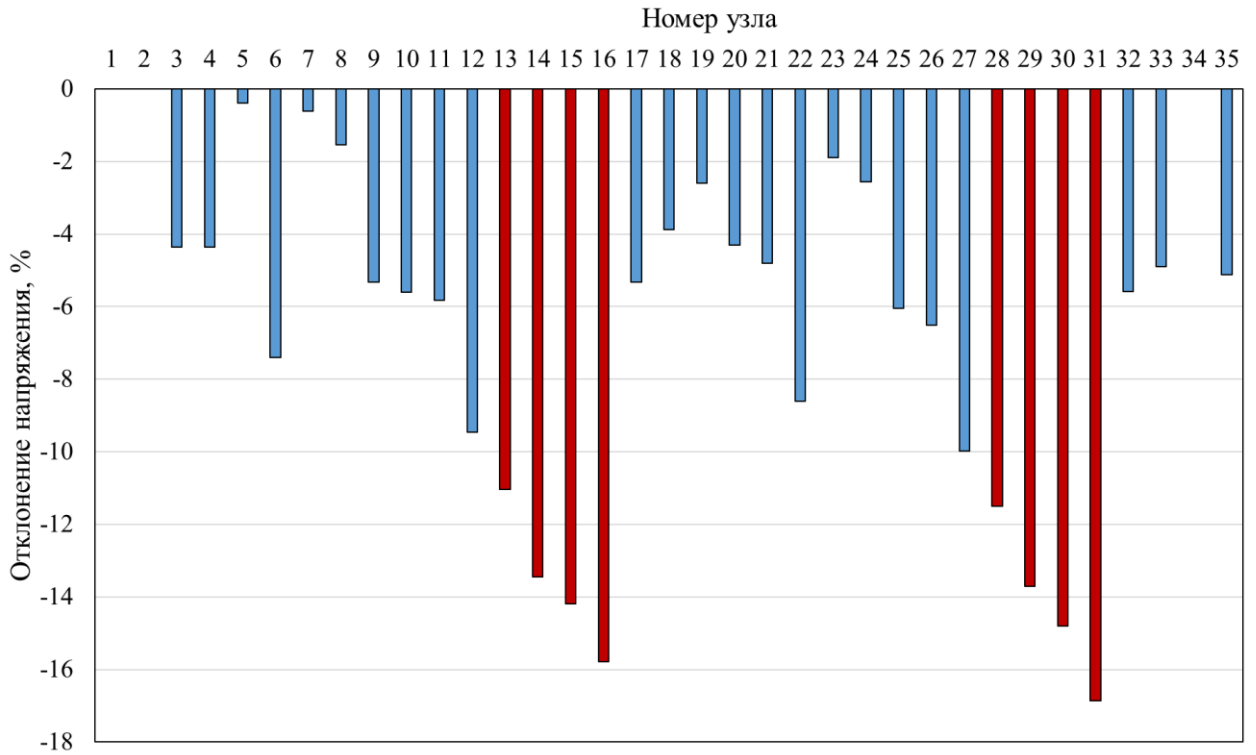


Рисунок 4.16 – Диаграмма отклонения напряжения в узлах исходного установившегося режима

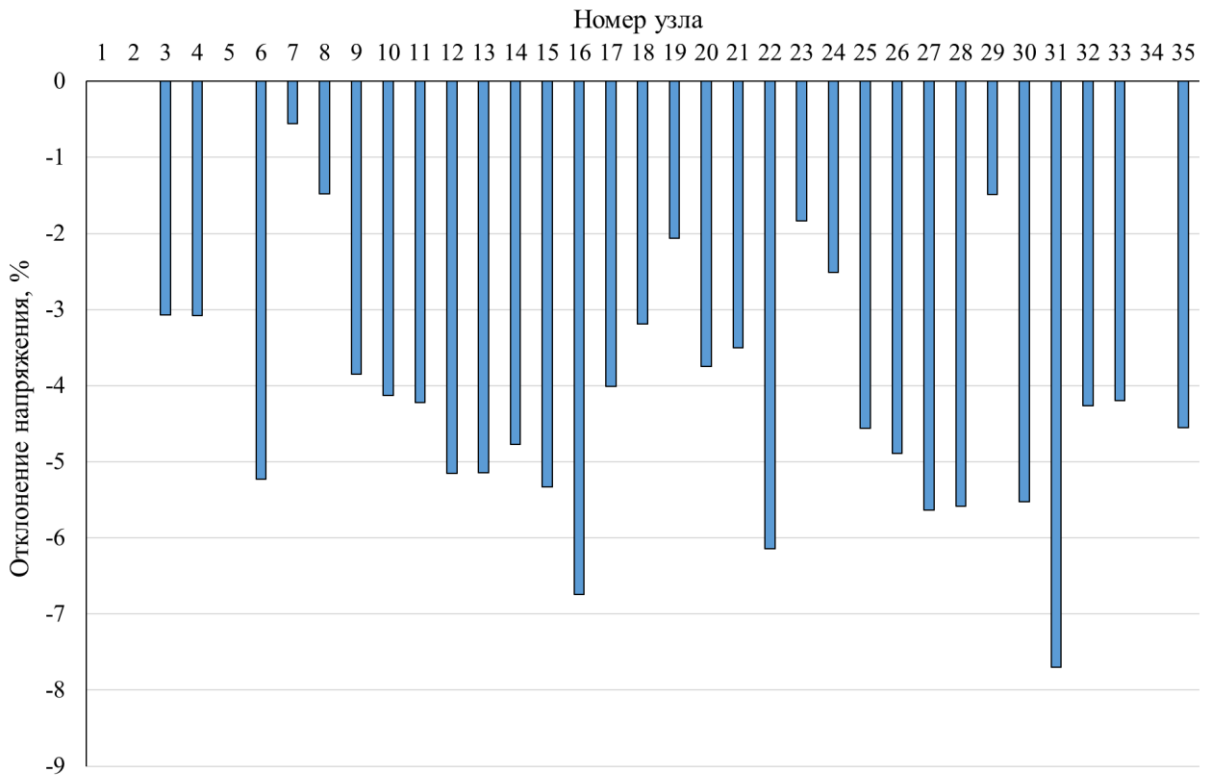


Рисунок 4.17 - Диаграмма отклонения напряжения в узлах после подключения генерирующих узлов с альтернативными источниками энергии

На следующем этапе рассмотрено выполнение электрической сети с исключением промежуточных напряжений 35 и 10 кВ. При этом вся сеть автономной энергосистемы переводится на самонесущий изолированный провод (СИП) напряжением 20 кВ. Такое решение, предложенное автором, предполагает, что электрические сети Памира как региона республики Таджикистан будут совместимы с электрическими сетями 20 кВ республики Афганистан, поскольку из Памира экспортируется избыточная электроэнергия в эту страну.

Результаты потокораспределения для этого случая представлены на рисунке 4.18. При этом суммарные потери активной и реактивной мощности составляют:

$$\Delta P_{\Sigma}=2,207 \text{ МВт}, \Delta Q_{\Sigma}=2,554 \text{ МВАр}$$

То есть суммарные потери активной мощности практически остались неизменными по сравнению с исходным режимом, а суммарные потери реактивной мощности снизились в два раза.

При этом отклонения напряжений в узлах соответствует нормативным требованиям и не превышают 10 % от номинального напряжения узлов, которые показаны на рисунке 4.20

Кроме того, был рассчитан вариант с сохранением напряжения 35 кВ между узлами 2 (ГЭС Памир) и 3 (ДЭС) в конструктивном исполнении СИП (рисунок 4.19).

При этом суммарные потери активной и реактивной мощности составляют:

$$\Delta P_{\Sigma}=1,019 \text{ МВт}, \Delta Q_{\Sigma}=2,437 \text{ МВАр}$$

То есть ΔP_{Σ} снизились по сравнению с сетью 20 кВ в два раза, а потери реактивной мощности остались неизменном. Напряжения в узлах при этом, как видно из рисунка 4.21, снижаются не более чем на 6 % по отношению к номинальному.

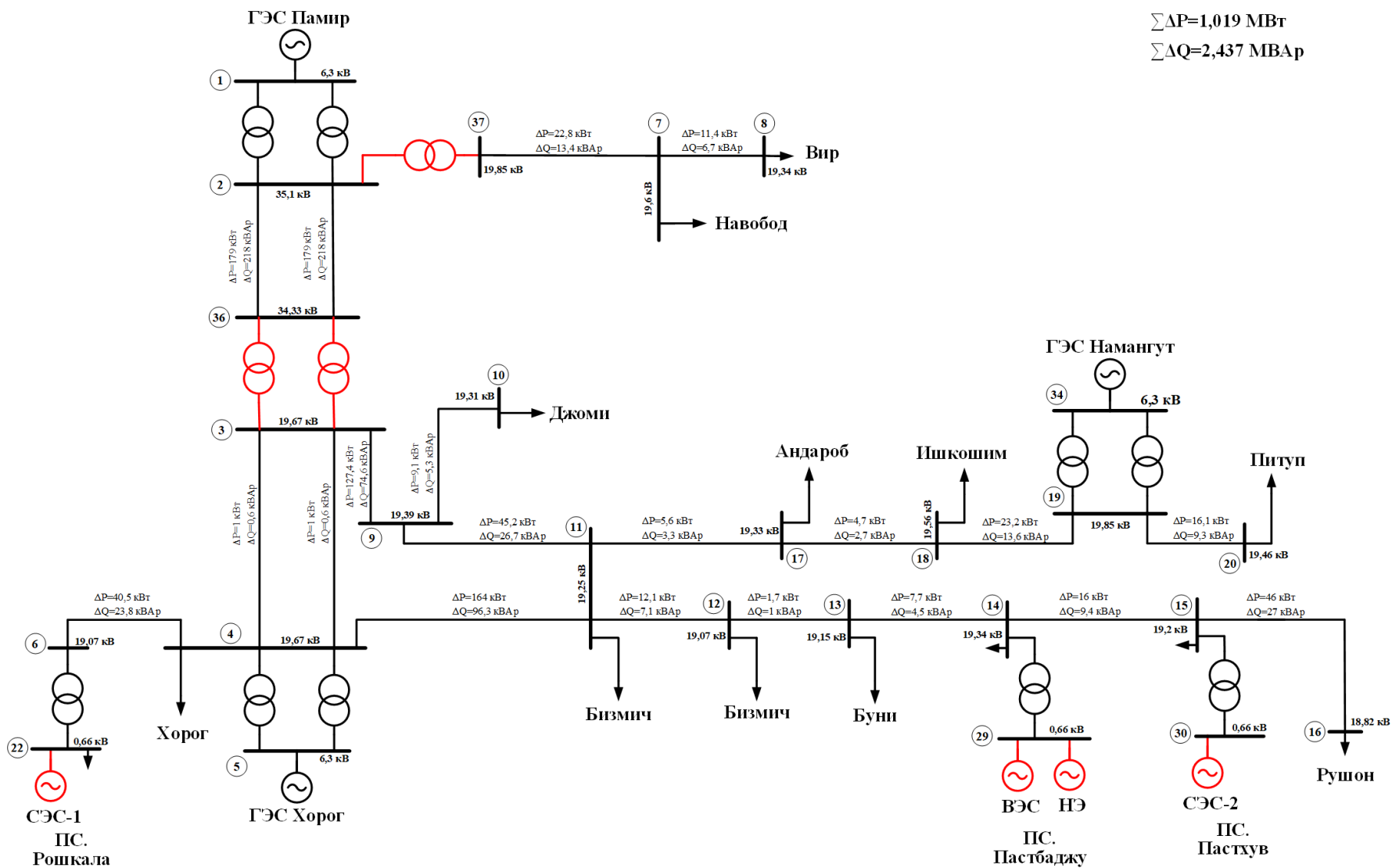


Рисунок 4.19 - Установившейся режим энергосистемы при переходе на сети СИП 35 кВ и 20 кВ

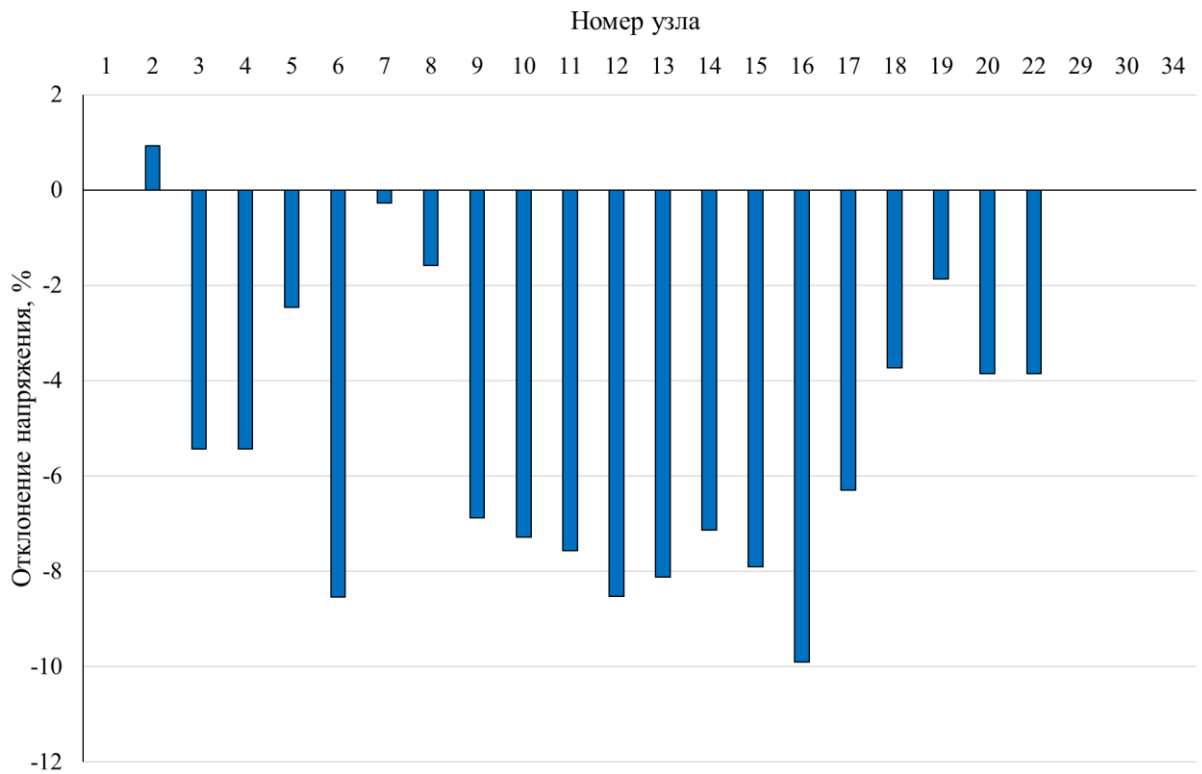


Рисунок 4.20 - Диаграмма отклонения напряжения в узлах при переходе сети на СИП 20 кВ

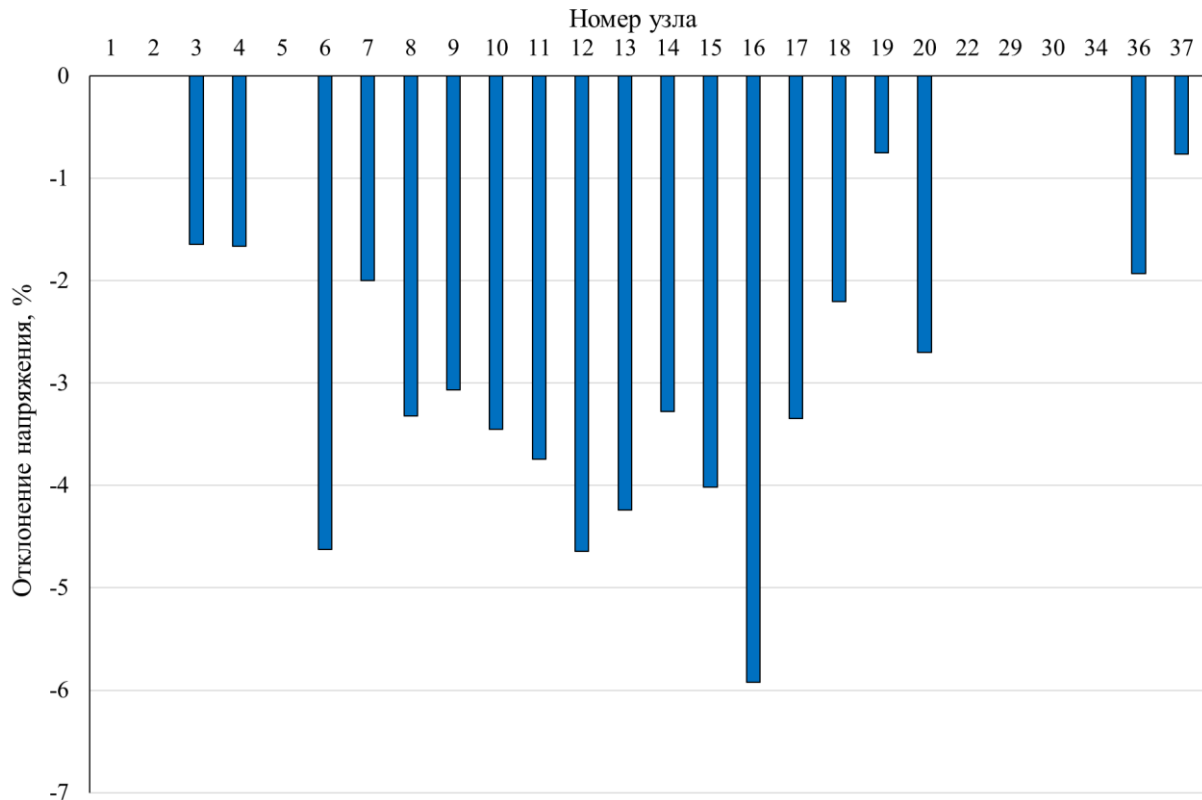


Рисунок 4.21 - Диаграмма отклонения напряжения в узлах при переходе на СИП 35 и 20 кВ

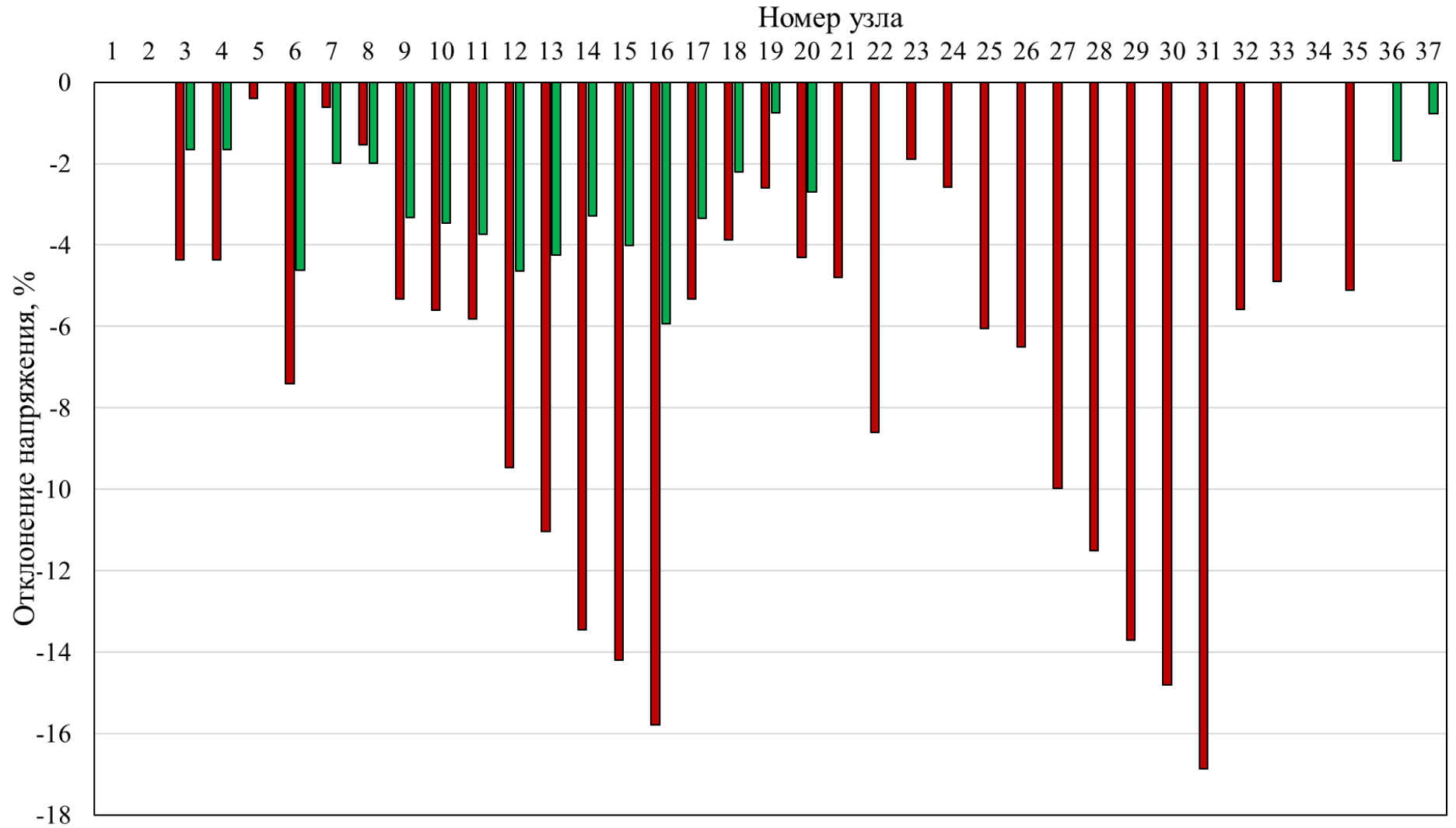


Рисунок 4.22 - Сравнительный анализ узловых напряжения после оптимизации напряжения сети с переходом на СИП 35 и 20 кВ

По сравнению с исходным режимом данное конкретное исполнение электрической сети дает наилучший результат как в отношении снижения потерь активной и реактивной мощности, так и в отношении наименьшего отклонения напряжения в узлах от номинального, что показано на рисунке 4.22. В исходном режиме суммарные потери активной мощности составляли 2,191 МВт, а в предлагаемом исполнении 1,019 МВт, что свидетельствует о снижении потерь более чем в 2 раза, на 1,172 МВт, то есть на 53,5 %. Суммарные потери реактивной мощности в исходном режиме составляли 5,122 МВАр, а в предлагаемом исполнении 2,437 МВАр, то есть снижение на 2,685 МВАр, что составляет 52,4 %.

Выводы по главе 4

1. Оценка надежности гибридных систем выработки электроэнергии с использованием ВИЭ, имеющих существенные различия в структуре, системах управления, типах используемых преобразователей и т.д., имеет большое значение с точки зрения оптимизации распределения энергии. Проведенное исследование было мотивировано необходимостью повышения экономической жизнеспособности интегрированных систем возобновляемой энергетики, и в частности автономных МЕСМs, что не только играет центральную роль в интеграции переменных ВИЭ в рамках глобальных усилий по решению проблемы изменения климата и децентрализации энергетики, но также имеет важное значение для обеспечения всеобщего надежного доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии.

2. Для рассмотренной автономной энергосистемы гидроэлектростанции малых рек приняты в качестве возобновляемого источника энергии, а альтернативными источниками приняты ветроэнергетические установки и солнечные электростанции. Балансирующими источниками являлись накопители энергии. В следствие этого получено оптимальное соотношение генерации энергии альтернативными источниками от суточного электропотребления в

зимний период. Показано, что в летний период в оптимальном выборе источников генерации нет необходимости, так как вся электрическая нагрузка может быть восполнена энергией гидроэлектростанций региона.

3. Предложенный метод и алгоритм оптимизации энергопотребления для минимизации финансовых расходов отдельных генерирующих потребителей позволяют минимизировать финансовые затраты нескольких потребителей электроэнергии. Оптимизация основана на методе линейного программирования с переменными ограничениями на дневном интервале. Предлагаемая гибридная энергетическая система и оптимизация реализованы в реальном практическом исследовании для энергосистемы Памира: были проведены вычислительные эксперименты и сравнение условий получения оптимальных результатов при различных мощностях накопителей энергии. Результаты исследований и вычислительных экспериментов представлены в таблицах и рисунках. Их систематический системный анализ показывает, что каждый генерирующий потребитель может самостоятельно минимизировать свои затраты на электроэнергию и максимизировать выгоду от обмена.

ГЛАВА 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

5.1 Минимизация финансовых расходов генерирующих электропотребителей

В данной работе предоставлена возможность каждому отдельному электропотребителю повышать свою энергоэффективность путем минимизации финансовых затрат в зависимости от той или иной доли использования возобновляемых и альтернативных источников энергии. Решение задачи осуществляется для каждого часа на суточном интервале времени. Таким образом, решение является оптимальным для каждого дня месяца, однако это не означает, что будет достигнут оптимум на месячном интервале, в связи с чем целесообразно в будущем увеличить поиск оптимума на интервале 30-31 день. Это можно рассматривать как задачу на будущее.

Минимизация финансовых затрат каждого отдельного электропотребителя с учетом индивидуальной стоимости каждого альтернативного или возобновляемого источника энергии будет выглядеть следующим образом:

$$\left(C_{ГЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{ГЭС} + C_{ВЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{ВЭС} + C_{СЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{СЭС} \pm C_{Н.Э.} \cdot \sum_{i=0}^{24} R_i P_{Н.Э.} \right) \rightarrow \min,$$

где $C_{ГЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС; $C_{ВЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на ВЭС; $C_{СЭС}$ – стоимость электроэнергии, выработанной на СЭС; $C_{Н.Э.}$ – стоимость электроэнергии, аккумулированной на Н.Э.

Оптимальное распределение финансовых затрат электропотребителя представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Оптимальное распределение финансовых затрат
электропотребителя на суточном интервале времени

Время, час.	Ргэс, руб.	Рвэс, руб.	Рсэс, руб.	Ракб, руб.	Сум. руб.
1	37553	6722,4	0	0	44275,4
2	40963,2	7032	0	0	47995,2
3	40495,7	6904,8	0	0	47400,5
4	40871,4	6172,8	0	0	47044,2
5	42826,4	6736,8	0	0	49563,2
6	49371,4	5148	0	0	54519,4
7	52798,6	4718,4	0	0	57517
8	44738,9	4665,6	0	0	49404,5
9	50722,9	4574,4	0	0	55297,3
10	65628,5	4680	0	0	70308,5
11	66475,1	4672,8	0	0	71147,9
12	66731,8	3571,2	1170	0	71473
13	66213,3	2604	2847	0	71664,3
14	64870,3	2604	2892	0	70366,3
15	65157,6	2604	2856	0	70617,6
16	66420,7	2604	2655	0	71679,7
17	67916,7	1828,8	2073	1638	73456,5
18	71714,5	1224	27	1674	74639,5
19	69502,8	770,4	0	3920,4	74193,6
20	69292	979,2	0	2188,8	72460
21	65837,6	1224	0	3027,6	70089,2
22	58738,4	1507,2	0	4226,4	64472
23	50270,7	1507,2	0	1324,8	53102,7
24	44247,6	1507,2	0	0	45754,8
Сумма					1478442

Уравнение максимизации прибыли от продажи профицита электроэнергии можно записать следующим образом:

$$\left(k \cdot C_{ГЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{ГЭС} + k \cdot C_{ВЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{ВЭС} + k \cdot C_{СЭС} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{СЭС} \pm k \cdot C_{Н.Э} \cdot \sum_{i=0}^{24} G_i P_{Н.Э} \right) \rightarrow \max,$$

где: G_i – это избыток электроэнергии в i -й час для каждого источника энергии; k коэффициент доходности от продажи электроэнергии.

В таблице 5.2 приведены доходы от экспорта электроэнергии.

Таблица 5.2 - Прибыль от экспорта электроэнергии

Время, час.	Ргэс, руб.	Рвэс, руб.	Рсэс, руб.	Сум. руб.
1	0	2479,68	0	2479,68
2	0	979,2	0	979,2
3	0	86,4	0	86,4
4	0	0	0	0
5	0	1333,44	0	1333,44
6	0	5584,32	0	5584,32
7	0	8807,04	0	8807,04
8	0	6163,2	291,6	6454,8
9	0	3928,32	3488,4	7416,72
10	0	1791,36	7016,4	8807,76
11	0	97,92	9676,8	9774,72
12	0	0	9896,4	9896,4
13	0	0	8316	8316
14	0	0	7516,8	7516,8
15	0	0	5659,2	5659,2
16	0	0	2998,8	2998,8
17	0	0	0	0
18	0	0	0	0
19	0	0	0	0
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0
Сумма				86111,28

5.2 Расчет себестоимости электроэнергии от генерирующего источника ветровой электростанции

Себестоимость электроэнергии на ветряной электрической станции существенно зависит от стоимости электрооборудования, амортизационных отчислений, финансовых затрат на обслуживание в течении года и стоимости электроэнергии, отпущенной с шин за год.

Себестоимость электрической энергии, генерируемой на ВЭС, рассчитаем по формуле (5.3):

$$S_{\text{ээ}} = \frac{I_{\text{об}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{тр}}}{\mathcal{E}_{\text{г}}}, \quad (5.3)$$

где $S_{\text{ээ}}$ – себестоимость кВт·ч;

$I_{\text{об}}$ – годовые издержки на обслуживание станции, руб.;

$I_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, руб.;

$\mathcal{E}_{\text{г}}$ – количество энергии, отпущенной с шин за год, кВт·ч;

$I_{\text{тр}}$ – отчисления на текущий ремонт, руб.

Для определения издержек необходимо вычислить значение капиталовложений для строительства ветроэнергетической станции.

Определим стоимость капиталовложений по формуле (5.4):

$$K = K_{\text{об}} + K_{\text{м}} + K_{\text{пн}} + K_{\text{ф}} + K_{\text{з}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{к}}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{об}}$ – капиталовложения на закупку оборудования, руб.;

$K_{\text{м}}$ – стоимость монтажных работ, руб.;

$K_{\text{пн}}$ – стоимость пуско-наладочных работ, руб.;

$K_{\text{ф}}$ – стоимость фундамента, руб.;

$K_{\text{з}}$ – стоимость заземления, руб.;

$K_{\text{пр}}$ – прочие отчисления, руб.;

$K_{\text{к}}$ – стоимость прокладки кабеля, руб.

Капиталовложения на закупку оборудования определяется следующим образом:

$$K_{\text{взз}} = K_{\text{об}} \cdot n, \quad (5.5)$$

где $K_{\text{об}}$ – стоимость единицы оборудования, руб;

n – количество оборудования, шт.

$$K_{\text{взз}} = 99,522 \cdot 6 = 597,132 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость монтажа вычисляется по формуле (5.6):

$$K_{\text{м}} = K_{\text{взз}} \cdot \alpha_{\text{м}}, \quad (5.6)$$

где $\alpha_{\text{м}}$ – затратный коэффициент на монтаж оборудования, 0,04 о.е. [102].

Рассчитаем стоимость монтажа по формуле (5.6):

$$K_{\text{м}} = 597,132 \cdot 0,04 = 23,885 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость пуско-наладочных работ:

$$K_{\text{пн}} = K_{\text{взз}} \cdot \alpha_{\text{вв}}, \quad (5.7)$$

где $\alpha_{\text{вв}}$ – затратный коэффициент на ввод станции в эксплуатацию, 0,03 о.е. [102].

Тогда стоимость пуско-наладочных работ можно найти по формуле (5.7)

$$K_{\text{пн}} = 597,132 \cdot 0,03 = 17,91 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость фундамента:

$$K_{\text{ф}} = K_{\text{взз}} \cdot \alpha_{\text{ф}}, \quad (5.8)$$

где $\alpha_{\text{ф}}$ – затратный коэффициент на возведение фундамента, 0,01 о.е. [102].

Рассчитаем стоимость фундамента по формуле (5.8):

$$K_{\text{ф}} = 597,132 \cdot 0,01 = 5,97 \text{ млн. руб.}$$

Так же от состава и качества грунта напрямую будет зависеть стоимость проектного заземления, стоимость которого рассчитывается по (5.9):

$$K_{\text{з}} = K_{\text{взз}} \cdot \alpha_{\text{з}}, \quad (5.9)$$

где $\alpha_{\text{з}}$ – затратный коэффициент на стоимость заземления, 0,01 о.е. [102].

Рассчитаем стоимость заземления по (5.9):

$$K_3 = 597,132 \cdot 0,01 = 5,97 \text{ млн. руб}$$

Стоимость работ по прокладке кабельного оборудования определяется по (5.10):

$$K_K = K_{вз\ddot{y}} \cdot \alpha_K, \quad (5.10)$$

где α_K – затратный коэффициент на стоимость прокладки кабельного оборудования, 0,03 о.е. [102].

Стоимость на прокладку кабельного оборудования по (5.10):

$$K_K = 597,132 \cdot 0,03 = 17,91 \text{ млн. руб.}$$

Учтём затраты на непредвиденные расходы, которые могут возникнуть в процессе установки и наладки оборудования определим по (5.11):

$$K_{np} = (K_M + K_{пн} + K_{ф} + K_3 + K_K + K_{з\ddot{y}}) \cdot 0,05, \quad (5.11)$$

где α_{np} – затратный коэффициент на непредвиденные расходы, 0,05 о.е. [102].

Расчёт стоимости затрат на непредвиденные расходы проведём по формуле (5.9):

$$K_{np} = (23,885 + 17,91 + 5,97 + 5,97 + 17,91 + 597,132) \cdot 0,05 = 33,44 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем общую стоимость капиталовложений по формуле (5.4):

$$K = 23,885 + 17,91 + 5,97 + 5,97 + 17,91 + 597,132 + 33,44 = 702,22 \text{ млн. руб.}$$

Амортизационные отчисления учитывают расходы на износ оборудования и определяются по формуле (5.12):

$$I_{ам} = K \cdot \frac{\alpha}{100}, \quad (5.12)$$

где α – норма амортизационных отчислений.

Норму амортизационных отчислений станции по формуле (5.13):

$$\alpha = \frac{1}{T} \cdot 100, \quad (5.13)$$

где T - срок службы генерирующего оборудования, 25 лет.

Рассчитаем норму амортизационных отчислений по формуле (5.13):

$$\alpha = \frac{1}{25} \cdot 100 = 4\%$$

Рассчитаем амортизационные отчисления по формуле (5.12):

$$I_{\text{ам}} = 702,22 \cdot \frac{4}{100} = 28,09 \text{ млн. руб.}$$

Траты на текущий ремонт оборудования определяются по формуле (5.14):

$$I_{\text{тр}} = K \cdot k_{\text{тр}} \quad (5.14)$$

где $k_{\text{тр}}$ – норма отчислений на текущий ремонт, для ветроэнергетической установок, 0,03 о.е. [102].

$$I_{\text{тр}} = 702,22 \cdot 0,03 = 21,07 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на обслуживание определяются по формуле (5.15):

$$I_{\text{об}} = K \cdot \alpha_{\text{к}}, \quad (5.15)$$

где $\alpha_{\text{к}}$ – коэффициент издержек на обслуживания, 0,015 о.е. [102].

Рассчитаем издержки на обслуживание станции по формуле (5.15):

$$I_{\text{об}} = 702,22 \cdot 0,015 = 10,53 \text{ млн. руб.}$$

Энергия, отпущенная с шин за год, определяется по формуле (5.16):

$$\mathcal{E}_{\text{г}} = N_{\text{у}} \cdot h_{\text{у}} \cdot (1 - k_{\text{сн}}) \quad (5.16)$$

где $N_{\text{у}}$ – установленная мощность станции 9,9 МВт;

$h_{\text{у}}$ – число часов использования установки 2500 ч/год;

$k_{\text{сн}}$ – коэффициент собственных нужд подстанции, 0,05 о.е. [102].

Рассчитаем энергию, отпущенную с шин за год по формуле (5.16):

$$\mathcal{E}_{\text{г}} = 9,9 \cdot 2500 \cdot (1 - 0,05) = 23513 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Рассчитаем себестоимость энергии с ВЭС по формуле (5.3):

$$S_{\text{ээ}} = \frac{28090 + 21070 + 10530}{23513} = 2,54 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч}$$

Таким образом, стоимость электроэнергии с ветроэнергетической станции мощностью 9,9 МВт составляет 2,54 руб/кВт·ч.

5.3 Расчет себестоимости электроэнергии от генерирующего источника солнечной фотоэлектрической электростанции

Себестоимость электрической энергии от солнечной электрической станции рассчитывается аналогично, как и на ВЭС.

Рассчитаем капиталовложения на закупку оборудования по формуле (5.4):

$$K_{об} = 20000 \cdot 10600 + 341000 \cdot 84 = 240,644 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость монтажа рассчитывается по формуле (5.6):

$$K_m = 240,644 \cdot 0,04 = 9,63 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем стоимость пуско-наладочных работ по формуле (5.7):

$$K_{пн} = 240,644 \cdot 0,03 = 7,22 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем стоимость прокладки кабельного оборудования по формуле (5.10):

$$K_k = 240,644 \cdot 0,03 = 7,22 \text{ млн. руб.}$$

Прочие единовременные затраты рассчитаем по формуле (5.11):

$$K_{пр} = (9,63 + 7,22 + 7,22 + 240,644) \cdot 0,05 = 13,24 \text{ млн. руб.}$$

Общую стоимость капиталовложений рассчитаем по формуле (5.4):

$$K = 240,644 + 9,63 + 7,22 + 7,22 + 13,24 = 277,954 \text{ млн. руб.}$$

Рассчитаем норму амортизационных отчислений по формуле (5.13):

$$\alpha = \frac{1}{30} \cdot 100 = 3,33\%$$

Издержки на амортизацию рассчитаем по формуле (5.12):

$$I_{ам} = 277,954 \cdot \frac{3,33}{100} = 9,256 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на текущий ремонт рассчитываются по формуле (5.14):

$$И_{тр} = 277,954 \cdot 0,03 = 8,34 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на обслуживание СЭС рассчитаем по формуле (5.15):

$$И_{об} = 277,954 \cdot 0,015 = 4,17 \text{ млн. руб.}$$

Для зимнего сезона выполним расчет себестоимости электроэнергии от СЭС.

Рассчитаем энергию, отпущенную с шин СЭС по формуле (5.16):

$$Э_{г} = 6 \cdot 1400 \cdot (1 - 0,05) = 7980 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Рассчитаем себестоимость электроэнергии на СЭС по формуле (5.3):

$$S_{ээ} = \frac{4170 + 9256 + 8340}{7980} = 2,73 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч}$$

Для летнего сезона выполним расчет себестоимости электроэнергии от СЭС.

Рассчитаем энергию, отпущенную с шин СЭС по формуле (5.16):

$$Э_{г} = 6 \cdot 2500 \cdot (1 - 0,05) = 14250 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Рассчитаем себестоимость электроэнергии на СЭС по формуле (5.3):

$$S_{ээ} = \frac{4170 + 9256 + 8340}{14250} = 1,53 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}} \cdot \text{ч}$$

Результаты расчётов занесены в Таблицу 5.3.

Следует иметь введу, что выработка на СФЭС напрямую зависит от погодных условий, чистоты ячеек панелей, температуры окружающей среды, в связи с чем необходимо учитывать важность установки ВЭС с точки зрения надёжности энергоснабжения.

Таблица 5.3 - Расчётные параметры ВЭС и СЭС

Параметры	ВЭС	СЭС
Годовые издержки на обслуживание, млн.руб.	10,53	4,17
Амортизационные отчисления, млн.руб.	28,09	9,256
Отчисления на текущий ремонт, млн. руб.	21,07	8,34
Стоимость монтажа, млн. руб.	23,885	9,63
Стоимость пуско-наладочных работ, млн.руб.	17,91	7,22
Стоимость фундамента, млн. руб.	5,97	-
Стоимость заземления, млн. руб.	5,97	-
Прочие единовременные затраты, млн. руб.	33,44	13,24
Стоимость прокладки кабеля, млн. руб.	17,91	7,22
Стоимость оборудования, млн.руб.	597,132	240,644
Общая стоимость капиталовложений, млн. руб.	702,513	277,954
Годовая выработка электроэнергии, МВт/год	23513	7980
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·час	2,54	2,73

Из таблицы 5.3 следует, что солнечная станция в летнем периоде года является наиболее выгодной для электропотребителей на территории Памира, поскольку себестоимость энергии является наименьшей.

Обе станции являются важными для развития инфраструктуры, но на сегодняшний день при рассмотрении всех факторов СФЭС является более предпочтительной.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Показано, что на территории Республики Таджикистан сосредоточены большие запасы гидроэнергии, величина которого составляет около половины гидроэнергетических запасов Центральной Азии. В настоящее время в Таджикистане нет промышленного использования потенциала солнечной энергии. Особенности климатического расположения данной территории достаточно благоприятны для применения солнечной энергии. Обширное использование солнечной энергии в Таджикистане позволило бы обеспечить четверть государственного спроса на электроэнергию. При этом годовой потенциал солнечной энергии оценивается в 25 млрд. кВт·ч.

Ресурсы ветровой энергетики в Таджикистане могут быть оценены следующими величинами:

- валовой потенциал – 62214,6 МВт;
- технический потенциал – 3852,7 МВт;
- экономический целесообразный потенциал – 1926,35 МВт

2. Определено, что не только из-за принципиальных отличий прогнозирования солнечной и ветровой энергии, но и ввиду отличий между временами года создание единой универсальной модели даст меньшую точность, чем адаптация модели к решаемой задаче. Причем речь идет не только об обучении модели, но и о выборе ее архитектуры (числа нейронов скрытого слоя). Таким образом, на используемых в работе данных экспериментально обосновано, что для прогнозирования солнечной и ветровой энергии с помощью искусственной нейронной сети требуется решение задачи структурно-параметрической оптимизации модели для достижения наибольшей точности. Число нейронов скрытого слоя составило от 12 до 18 в зависимости от задачи.

3. В работе на основе алгоритма контроля за процессом обучения нейронной сети с определением оптимального числа эпох обучения определены оптимальные с точки зрения точности прогнозирования гипер-параметры

многослойного перцептрона: число нейронов скрытого слоя, алгоритм обучения, шаг обучения, функции активации нейронов скрытого слоя. Алгоритм позволяет найти момент, когда процесс обучения модели переходит в стагнацию или поиск ложных зависимостей, за счет этого можно сократить время обучения и предотвратить переобучение модели. Вычислительные эксперименты, проведенные отдельно для каждого сезона и вида энергии, показали, что предпочтительными для рассматриваемой задачи являются метод обучения нейронной сети – Adam с шагом обучения 10^{-3} , функция активации нейронов скрытого слоя ReLU. Данный вывод может быть использован в будущем в подобных исследованиях для сокращения трудозатрат на подбор указанных гипер-параметров модели.

4. Отдельно выдвинута и проверена новая в данной предметной области гипотеза об использовании для краткосрочного прогнозирования данных не всего временно ряда, а только отобранных часов суток, совпадающих с прогнозным часом. Для прогноза скорости ветра гипотеза повысила точность, средняя ошибка снижена с 37 до 24 %. Для солнечной инсоляции гипотеза не подтвердилась, так как с ее использованием средняя ошибка повышается с 1 до 5 %.

5. Обоснован выбор и идеология построения солнечной фотоэлектрической станции с фиксированным углом наклона, который в зависимости от сезона года изменяется в пределах 11° , 26° , 48° , 62° , что позволяет сократить эксплуатационные расходы на построение и обслуживание этих станций.

Наряду с этим, выбраны ветроустановки типа Vestas V66 в количестве 6 штук общей установленной мощностью около 10 МВт. Используя прогнозные значения скорости ветра, дана оценка энергетического потенциала ветростанции по сезонам года.

6. В связи с непредсказуемостью скорости ветрового потока предусмотрена установка в узле, где находится ветростанция, накопителя для сохранения энергии. Выполнен анализ конструктивного исполнения и энергоэффективности источников сохранения энергии и показана высокая

эффективность накопителей на сверхпроводящей диэлектрической среде – жидком азоте, а именно: сверхпроводящей индукционный накопитель (СПИН). Одновременно с этим рассмотрены возможности применения трансформаторов с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками и определены их электрические параметры при различной мощности.

7. Показано оптимальное соотношение генерации энергии альтернативными источниками от суточного электропотребления в зимний период. При этом в летний период в оптимальном выборе источников генерации нет необходимости, так как вся электрическая нагрузка может быть восполнена энергией гидроэлектростанций региона.

8. Предложены метод и алгоритм оптимизации энергопотребления для минимизации финансовых расходов отдельных генерирующих потребителей. Оптимизация основана на методе линейного программирования с переменными ограничениями на суточном интервале. Системный анализ показывает, что каждый генерирующий потребитель может самостоятельно минимизировать свои затраты на электроэнергию и максимизировать выгоду от обмена.

9. Предложена и обоснована новая радикальная концепция построения электрической сети автономной энергосистемы Памира путем исключения лишних трансформаций напряжения на основе преобладания номинального напряжения 20 кВ с использованием системы самонесущих изолированных проводов, что позволяет значительно повысить пропускную способность, увеличить натуральную мощность линии электропередачи, улучшить качества напряжения электрической сети путем снижения потерь реактивной мощности в два раза и согласовать уровень напряжения с зарубежной сетью для экспорта электроэнергии.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВИЭ – возобновляемый источник энергии.

МГЭС – малая гидроэлектростанция.

ГБОА – Горно-Бадахшанской автономной область.

ГЭС – гидроэлектростанция

СФЭС – солнечная фотоэлектрическая станция.

СП – солнечный панель.

ВЭС – ветроэлектростанция.

ВЭУ – ветроэнергетическая установка.

НЭ – накопитель энергии.

НС – нейронная сеть.

SGD – Stochastic Gradient Descent (стохастический градиентный спуск)

СПИН – сверхпроводящий индукционный накопитель.

ПС – подстанция.

СИП – самонесущий изолированный провод.

ВТСП – высокотемпературный сверхпроводник.

КПД – коэффициент полезного действия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Mohseni, S. Off-Grid Multi-Carrier Microgrid Design Optimisation: The Case of Rakiura–Stewart Island, Aotearoa - New Zealand / S. Mohseni, A.C. Brent, D. Burmester // *Energies*. - 2021. - № 14. – p. 6522 (doi: 10.3390/en14206522)
2. Climate Action. Available online [Электронный ресурс] / Режим доступа: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_en.
3. Rikin Tailor, L'ubomír Beňa, Zsolt Čonka, Michal Kolcun. Design of Management Systems for Smart Grid. In Proceedings of the 2021 Selected Issues of Electrical Engineering and Electronics (WZEE), Rzeszow, Poland, 13-15 Sept. **2021**.
4. Ho Soon Min at all. Edition: 7 Chapter: Renewable Energy Technologies Publisher: Ideal International E-Publication Pvt. Ltd. Editors: Ho Soon Min.
5. Sustainable developments. Available online [Электронный ресурс] / Режим доступа: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/energy/>.
6. Zahraoui, Y. Energy Management System in Microgrids: A Comprehensive Review / Y. Zahraoui, I.Alhamrouni, S. Mekhilef, M.R. Basir Khan, M. Seyedmahmoudian, A. Stojcevski, B. Horan // *Sustainability*, 2021. - № 13. - p. 10492 (doi: 10.3390/su131910492)
7. Jurasz, J. A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions / J. Jurasz, F.A. Canales Kies, M. Guezgouz, A.Beluco // *Solar Energy*, 2020. - № 195. - pp. 703-724 (doi: 10.1016/j.solener.2019.11.087).
8. Feddaoui, O. Control of an Isolated Microgrid Including Renewable Energy Resources / O. Feddaoui, R. Toufouti, D. Labeled, S. Meziane // *Serbian Journal of Electrical Engineering*, 2020. - № 17. - pp. 297-312 (doi: 10.2298 /SJEE2003297F).
9. John Bhatti, H. Making the World More Sustainable: Enabling Localized Energy Generation and Distribution on Decentralized Smart Grid Systems / H. John Bhatti, M.Danilovic // *World Journal of Engineering and Technology*, 2018. - № 6. – pp. 350-382 (doi: 10.4236/wjet.2018.62022).

10. Zhenchen, Deng. Economic feasibility of large-scale hydro-solar hybrid power including long distance transmission / Deng Zhenchen, Xiao Jinyu, Zhang Shikun, Xie Yuetao, Rong Yue, Zhou Yuanbing // *Global Energy Interconnection*, 2019. - № 2(4). - pp. 290-299 (doi: 10.1016/j.gloi.2019. 11.001).
11. He, Li. Long-term complementary operation of a large-scale hydro-photovoltaic hybrid power plant using explicit stochastic optimization / Li He, Liu Pan, Guo Shenglian, Ming Bo, Cheng Lei, Yang Zhikai // *Applied Energy*, 2019. - № 238. - pp. 863-875 (doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.111).
12. Ausfelder, F. Energy Storage as Part of a Secure Energy Supply / F. Ausfelder, C. Beilmann, M. Bertau // *ChemBioEng Reviews*, 2017. - № 4. - pp. 144-210 (doi: 10.1002/cben.201770033)
13. Fang-Fang, Li. Multi-objective optimization for integrated hydro–photovoltaic power system / Li Fang-Fang, Qiu Jun // *Applied Energy*, 2016. - № 167. – pp. 377-384 (doi: 10.1016/j.apenergy.2015.09.018).
14. Lawan, Salisu. A Review of Hybrid Renewable Energy Systems Based on Wind and Solar Energy / Salisu Lawan, Wan Azlan Wan Zainal Abidin // *Modeling, Design and Optimization*, 2020. - № 2. – pp. 21 (doi: 10.5772/intechopen.85838).
15. Burger, C., Froggatt, A., Mitchell, C., Weinmann, J. *Decentralised Energy: A Global Game Changer*. Ubiquity Press: Berkeley, CA, USA, 2020.
16. Mohseni, S. Community Resilience-Oriented Optimal Micro-Grid Capacity Expansion Planning: The Case of Totarabank Eco-Village, New Zealand / S. Mohseni, A.C. Brent, D. Burmester // *Energies*, 2020. - № 13. - p. 3970 (doi: 10.3390/en13153970)
17. Васильев, Ю.С. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России: справочник / Ю.С. Васильев и др. - СПб.: СПбГПУ, 2008. - 250 с.
18. Мировая энергетическая статистика [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://yearbook.enerdata.ru/renewables/renewable-in-electricity-production-share.html>
19. Renewables 2013. Global status report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [Электронный ресурс] - Режим доступа: www.ren21.net.

20. Фортов, В.Е. Энергетика в современном мире / В.Е. Фортов, О.С. Попель. – Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2011. – 168 с.
21. Авакян, А.Б. Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы / А.Б. Авакян и др.; под ред. А.Н. Вознесенского. - М.: Наука, 1967. - 599 с.
22. World Wind Energy Association [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://wwindea.org/information-2/information/>
23. TECHNOLOGY REPORT, H1-2018 EXECUTIVE SUMMARY [Электронный ресурс] - Режим доступа: http://www.globalsolarcouncil.org/technology_report
24. Global Market Outlook 2019-2023 [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.solarpowereurope.org/category/reports/>
25. ОАХК «Барки Точик», официальный сайт: <http://www.barqitojik.tj/>
26. Валамат-Заде, Т. Энергетика Таджикистана: настоящее и ближайшее будущее / Т. Валамат-Заде // Центральная Азия и Кавказ. - 2008. - №1(55). - С.104-113.
27. Водно-энергетические ресурсы Центральной Азии: проблемы использования и освоения / Отраслевой обзор // Евразийский банк развития. - Алматы, 2008. - 44 с.
28. Абдуллаева, Ф.С. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР / Ф.С. Абдуллаева, Г.В. Баканин и др. - Ленинград: Недра, 1965. - 657 с.
29. Петров Г.Н. Комплексное использование водно-энергетических ресурсов трансграничных рек Центральной Азии. Современное состояние, проблемы и пути решения / Г.Н. Петров, Х.М. Ахмедов. - Душанбе: Дониш, 2011. - 234 с.
30. Economic Commission for Europe. dam safety in Central Asia: Capacity-Building and Regional Cooperation. United Nations / New York and Geneva: Water Series, № 5, 2007.
31. Таджикистан: углубленный обзор энергоэффективности / Секретариат Энергетической Хартии, 2013 // Boulevard de la Woluwe, 56 B-1200 Brussels, Belgium.
32. Таджикистан: углубленный обзор инвестиционного климата и структуры рынка в энергетическом секторе / Секретариат Энергетической Хартии, 2010 // Boulevard de la Woluwe, 56 B-1200 Brussels, Belgium.

33. Ахмедов, Х. М. Возобновляемые источники энергии в Таджикистане: состояние и перспективы развития / Х.М. Ахмедов, Х.С. Каримов, К. Кабутов // Физико-Технический институт им. С. У. Умарова Академии наук республики Таджикистан. - Доклад. - Душанбе, 2010. - 30 с.
34. Киргизов, А.К. Экономическая выгода от использования солнечного теплоснабжения в Таджикистане / А.К. Киргизов, М.Б. Иноятов // Вестник Таджикского технического университета. - 2009. - № 5. - С. 32-34.
35. Кабутов, К. Возобновляемые источники энергии: проблемы и перспективы использования в Таджикистане / К. Кабутов // Материалы международной конференции «Хартия Земли и устойчивое развитие Таджикистана». - Душанбе, 2011. - С. 75-81.
36. Киргизов, А.К. Возобновляемые источники энергии как фактор устойчивого развития сельских территорий Республики Таджикистан / А.К. Киргизов, Р.З. Юлдашев, Ш. З. Юлдашев, Л.С. Касобов // Вестник Таджикского технического университета. - 2014. - № 2 (26). - С. 59-61.
37. Petrov, G.N. Tajikistan`s Hydropower Resources. Central Asia and Caucasus / G.N. Petrov // Center for Social and Political Studies. Sweden. - 2003. - № 33 (21). - pp. 153–161.
38. Matrenin, P. Medium-term load forecasting in isolated power systems based on ensemble machine learning models / P. Matrenin et al. // Energy Reports. - 2021. - № 7
39. Manusov, V. Energy Consumption Conditions Optimization of the Autonomous System Based on Carbon-Free Energy / V. Manusov, M. Nazarov // Ural Smart Energy Conference (USEC). – 2020. - pp. 93-96 (doi: 10.1109/USEC50097.2020.9281208).
40. Matrenin, P. Adaptive ensemble models for medium-term forecasting of water inflow when planning electricity generation under climate change / P. Matrenin et al. // Energy Reports. - 2021. - № 7.

41. Kirgizov, A.K. Expert system application for reactive power compensation in isolated electric power systems / A.K. Kirgizov et al. // *Int. J. Electr. Comput. Eng.* – 2021. – Vol. 11, № 5. - pp 3682-3691 (doi: 10.11591/ijece.v11i5. pp3682-3691).
42. Asanov, M.S. Algorithm for calculation and selection of micro hydropower plant taking into account hydro-logical parameters of small watercourses mountain rivers of Central Asia / M.S. Asanov et al. // *Int. J. Hydrogen Energy.* – 2021. – Vol. 75, № 46. – pp. 37109-37119 (doi: 10.1016/j.ijhydene. 2021.08.160)
43. Ghulomzoda, A. Recloser-Based Decentralized Control of the Grid with Distributed Generation in the Lahsh District of the Rasht Grid in Tajikistan, Central Asia / A. Ghulomzoda et al. // *Energies.* - 2020. - Vol. 13, № 14. - p. 3673.
44. Safaraliev, M. Kh. Energy Potential Estimation of the Region's Solar Radiation Using a Solar Tracker / M. Kh. Safaraliev, I. N. Odinaev, J. S. Ahyoev, Kh. N. Rasulzoda, R. A. Otashbekov // *Applied Solar Energy.* - 2020. - Vol. 56, № 4. - pp. 270-275.
45. Крисилов, В.А. Представление исходных данных в задачах нейросетевого программирования / В.А. Крисилов. - Одесса: ОНПУ, 2003. - 147 с.
46. Шумилова, Г.П. Прогнозирование электрических нагрузок при оперативном управлении электроэнергетическими системами на основе нейросетевых структур [Электронный ресурс] / Г.П. Шумилова, Н.Э. Готман. - Режим доступа: http://energy.komisc.ru/downloads/docs/prognozirovanie_jelektricheskikh_nagruzok_pri_operativnom_upravlenii_jelektrojen_ergeticheskimii_sistemami_na_osnove_nejrosetevyh_struktur.pdf
47. Комиссаров, С.А. Применение нейронных сетей для краткосрочного прогнозирования пассажиропотоков / С.А. Комиссаров, В.Д. Федотова, А.В. Баженова // Молодежный научный форум: технические и математические науки: электр. сб. ст. по мат. междунар. студ. науч.-практ. конф. - 2020. - № 2(42).
48. IT Capital [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://habr.com/ru/post/396505/>.

49. Леван, Д.Н. Особенности использования многослойного персептрона / Д.Н. Леван, Н.А. Феоктистов. Науковедение. - выпуск 2. - 2014.
50. Хайкин, С. Нейронные сети / С. Хайкин. Полный курс. 2-е изд. Пер. с англ. - М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. - 1104 с.
51. Введение в теорию нейронных сетей [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.orc.ru>.
52. Введение в искусственные нейронные сети [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.osp.ru/os/1997/04/179189/>.
53. Барский, Н. С. Виды архитектур нейронных сетей / Н.С. Барский // Молодой ученый. - 2016. - № 29. - С. 30-34.
54. Архитектура нейронных сетей [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://poznayka.org/s78608t1.html>
55. Le Cun, Y. Deep learning / Y. Le Cun, Y. Bengio, G. Hinton // Nature. – 2015. - № 521. – pp. 436–444.
56. Москалев, Н. С. Виды архитектур нейронных сетей / Н.С. Москалев // Молодой ученый. - 2016. - № 29. - С. 30-34.
57. Барский, А.Б. Нейронные сети: распознавание, управление, принятие решений / А.Б. Барский. - М.: Финансы и статистика, 2004. - 176 с.
58. Архитектура нейронных сетей [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://poznayka.org/s78608t1.html>.
59. Kingma, D.P. Adam: A method for stochastic optimization / D.P. Kingma, J.L. Ba. - 2014. - pp. 1-15. Режим доступа: <https://arxiv.org/abs/1412.6980>.
60. Антоненков, Д.В. Исследование ансамблевых и нейросетевых методов машинного обучения в задаче краткосрочного прогнозирования электропотребления горных предприятий / Д.В. Антоненков, П.В. Матренин // Электротехнические системы и комплексы. - 2021. - № 3 (52). - С. 57-65.
61. Технические характеристики солнечного модуля [Электронный ресурс] - Режим доступа: https://www.altecology.ru/catalog/solnechnyy_modul_jinko_tiger_bifacial_jkm465m_7rl3_tv/.

62. Паспорт сетевого инвертора SOFAR 50000–70000TL [Электронный ресурс] - Режим доступа: https://solarelectro.ru/files/uploads/Invertotr/Manual_SOFAR50000TL-70000TL_ENG.pdf.
63. Ориентация солнечных панелей. Угол наклона и направление солнечных модулей [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.solarhome.ru/basics/solar/pv/techtilt.ht.m>
64. Ветрогенераторы Vestas [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://ecomotors.ru/index.php?productID=229.2>
65. Назаров, М.Х. Проектирование силовых трансформаторов со сверхпроводниковой обмоткой с использованием 3d модели / В.З. Манусов, М.Х. Назаров // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2017. - № 3-4. - С. 191-196.
66. Nazarov, M.K. Analyses of electrical parameters of power transformers with superconducting windings / V.Z. Manusov, M.K. Nazarov, D.M. Ivanov // International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, EDM. - 2019. - pp. 547-551.
67. Назаров, М.Х. Проектирование и перспектива инновационного применения силовых трансформаторов со сверхпроводниковой обмоткой/ В.З. Манусов, М.Х. Назаров // В сборнике: Актуальные проблемы электронного приборостроения, АПЭП - 2018. Труды международной научно-технической конференции. - 2018. - С. 251-256.
68. Nazarov, M.Kh. Design and perspectives for innovative application of power transformers with a superconducting winding / V.Z. Manusov, M.Kh. Nazarov // Actual problems of electronic instrument engineering, APEIE. 14th international scientific-technical conference. - 2018. - pp. 290-294.
69. Jurasz, J. Large scale complementary solar and wind energy sources coupled with pumped-storage hydroelectricity for Lower Silesia (Poland) / J. Jurasz, P.B. Dabek, B. Kazmierczak, A. Kies, M. Wdowikowski // Energy. - 2018. - №161. - pp. 183-192 (doi: 10.1016/j.energy.2018.07.085).

70. Yang, Z. Deriving operating rules for a large-scale hydro-photovoltaic power system using implicit stochastic optimization / Z. Yang, P. Liu, L. Cheng, H. Wang, B. Ming, W. Gong // *Journal of Cleaner Production*. - 2018. - № 195. - pp. 562-72 (doi: 10.1016/j.jclepro.2018.05.154).
71. Ioannis, K. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems / K. Ioannis, S. Sándor et al. // *Renewable Energy*. - 2016. - № 87(2). - pp. 1023-1030 (doi: 10.1016/j.renene.2015.09.073).
72. Parastegari, M. Joint operation of wind farm, photovoltaic, pump-storage and energy storage devices in energy and reserve markets / M. Parastegari, R. A. Hooshmand et al. // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. - 2015. - № 64. - pp. 275-284 (doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.074).
73. Belyaev, N.A. Methods for optimization of power-system operation modes / N.A. Belyaev, N.V. Korovkin, O.V. Frolov, V.S. Chudnyi // *Russian Electrical Engineering*. - 2013. - № 2. - pp. 74-80.
74. Hilber, P. Maintenance optimization for power distribution systems / P. Hilber. - Sweden, Stockholm: Royal Institute of Technology. 2008. - 125 p.
75. Ayuev, B.I. Optimization models of closest marginal power system operating modes. *Elektrichestvo* / B.I. Ayuev, V.V. Davydov, P.M. Erokhin // *Electrical Technology. Russia*. - 2011. - №3. - pp. 2-9.
76. Berdin A.S. Power system optimization under uncertainty. *Promyshlennaya Energetika* / A.S. Berdin, S.E. Kokin, L.A. Semenova // *Industrial Power Engineering*. - 2010. - № 4. - pp. 29-35.
77. Fedotov, A.I. Electric power cost optimization with a view to production with continuous running duty. *Promyshlennaya Energetika* / A.I. Fedotov, G.V. Vagapov // *Industrial Power Engineering*. - 2010. - № 10. - pp. 2-6.
78. Khachatryan, V.S. Optimizing operating modes of large electric power system in terms of active powers at power station nodes. *Elektrichestvo* / V.S. Khachatryan, M.A. Mnatsakanyan, K.V. Khachatryan, S.E. Grigoryan // *Electrical Technology Russia*. - 2008. - № 2. - pp. 10-22.

79. Korolev, M.L. Power system mode optimization using simulation. *Elektrichestvo / M.L. Korolev, V.A. Makeechev, O.A. Sukhanov, Yu.V. Sharov // Electrical Technology Russia*. - 2006. - № 3. - pp. 2-16.
80. Safonov, G.P. Optimization of production process for electrical insulation systems / G.P. Safonov, A.M. Sorokin, A.V. Buldakov, P.V. Vorob'ev // *Russian Electrical Engineering*. - 2007. - № 3. - pp. 167-169 (doi: 10.3103/S1068371207030145)
81. Letun, V.M. Optimal Control of Power Station Modes under Wholesale Electricity Market. *Elektricheskie stantsii / V.M. Letun, I.S. Gluz // Power Technology and Engineering*. - 2003. - № 3. - pp. 8-12.
82. Sekretarev, Yu.A. Optimization of long-term modes of hydropower plants of the energy system of Tajikistan / Yu.A. Sekretarev, Sh.M. Sultonov, M.Kh. Nazarov // *2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM)*. - Chelyabinsk, 19-20 of may. - 2016. - P. 7911428.
83. Jure, Margeta. Feasibility of the green energy production by hybrid solar + hydro-power system in Europe and similar climate areas / Margeta Jure, Glasnovic Zvonimir // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. - 2010. - № 14(6). - pp. 1580-1590 (doi: 10.1016/j.rser.2010.01.019).
84. Li, D.L. Economic evaluation of wind-powered pumped storage system / D.L. Li, Y.J. Chen et al. // *Systems Engineering Procedia*. - 2012. - № 4. - pp. 107-115. (doi: 10.1016/j.sepro.2011.11.055).
85. Bekirov, E.A. Optimization of load distribution modes in a combined system with renewable energy sources / E.A. Bekirov, K. Strizhakov // *Motrol*. - 2012. - № 1. - pp. 146-150.
86. Ma, T. Optimal renewable energy farm and energy storage sizing method for future hybrid power system / T. Ma, C.R. Lashway, Y. Song, O. Mohammed // *17th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*. - Hangzhou, China, 22-25 Oct. - 2014. - pp. 2827-2832 (doi: 10.1109/ICEMS.2014.7013979).
87. Shahirinia, A.H. Optimal sizing of hybrid power system using genetic algorithm / A.H. Shahirinia, S.M. Tafreshi, A.H. Gastaj, A.R. Moghaddomjoo // *International*

- Conference on Future Power Systems. - Amsterdam, Netherlands, 18 Nov. - 2005. - P. 6. (doi: 10.1109/FPS.2005.204314).
88. Gang, Lei. Power generation cost minimization of the grid-connected hybrid renewable energy system through optimal sizing using the modified seagull optimization technique / Lei Gang, Song Heqing, Rodriguez Dragan // Energy Reports. - 2020. - № 6. - pp. 3365-3376 (doi: 10.1016/j.egyр.2020.11.249).
89. Ma, T. Economic analysis of real-time large scale PEVs network power flow control algorithm with the con-sideration of V2G services / T. Ma, O. Mohammed // IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. - Lake Buena Vista, FL, USA, 6-11 Oct. - 2013. - pp. 1-8 (doi: 10.1109/IAS.2013. 6682513).
90. Chen, S.X. Sizing of Energy Storage for Microgrids / S.X. Chen, H.B. Gooi, M.Q. Wang // IEEE Transactions on Smart Grid. - 2012. - № 3(1). - pp. 142-151 (doi: 10.1109/TSG.2011.2160745).
91. Xu, L. An Improved Optimal Sizing Method for Wind-Solar-Battery Hybrid Power System / L. Xu, X. Ruan, C. Mao, B. Zhang, Y. Luo // IEEE Transactions on Sustainable Energy. - 2013. - № 4(3). - pp. 774-785 (doi: 10.1109/TSTE.2012.2228509).
92. Shakirov, V.A.; Artemyev, A.Yu. The choice of a site for the placement of a wind power plant using computer modeling of terrain and wind flow / V.A. Shakirov, A.Yu. Artemyev // Bulletin of Irkutsk State Technical University. - 2017. - вып. 21, № 11. - pp. 133-143 (doi: 10.21285/1814-3520-2017-11-133-143).
93. Секретарев, Ю.А. Ситуационное управление электрическими станциями в нормальных режимах: автореферат диссертации... доктора технических наук / Ю.А. Секретарев. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1999. - 38 с.
94. Жирнов, В.Л. Основные итоги разработки и реализации АСУ ТП ГЭС / В.Л. Жирнов, Ю.А. Секретарев, Т.А. Филиппова, В.Г. Шальнев // Управление режимами и развитием энергосистем в условиях АСУ: межвуз. сб. науч. трудов. Новосибирский электротехнический институт. - Новосибирск. - 1978. - С. 25-35.

95. Секретарев, Ю.А. Управление режимами ГЭС с учетом прогноза изменения эксплуатационного состояния гидроагрегатов / Ю.А. Секретарев, Б.Н. Мошкин // Управление экономичностью и надежностью электрических систем: межвуз. сб. науч. трудов. Новосибирский электротехнический институт. - Новосибирск. - 1985. - С. 74-79.
96. Секретарев, Ю.А. Экспресс-прогноз нагрузки станции, выполняющие системные регулирующие функции / Ю.А. Секретарев, Б.Н. Мошкин // Электрические станции. - 1996. - № 8. - С. 58-61.
97. Назаров, М.Х. Оценка энергетического потенциала солнечной радиации региона с применением солнечного трекера / В.З. Манусов, Д.С. Ахьеев, М.Х. Назаров, И.Н. Одинаев, М.Х. Сафаралиев // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. - 2020. - № 1(78). - С. 189–203.
98. Назаров, М.Х. Выбор оптимальных режимов электропотребления в автономной системе с возобновляемыми источниками энергии / В.З. Манусов, М.Х. Назаров, Р.И. Кода, Б.В. Палагушкин // Речной транспорт (XXI век). - 2021. - №3(99). - С. 60–63.
99. Назаров, М.Х. Оптимизация режимов электропотребления автономной электрической системы с возобновляемыми и альтернативными источниками энергии / В.З. Манусов, М.Х. Назаров // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2020. - № 4(153). - С. 810-820.
100. Nazarov, M. Optimal Management of Energy Consumption in an Autonomous Power System Considering Alternative Energy Sources / V. Manusov, M. Nazarov, P. Matrenin, S. Beryozkina, M. Safaraliev, I. Zicmane, A. Ghulomzoda // Mathematics, T. 10. - 2022. - № 3. - P. 525.
101. Nazarov, M. Energy consumption conditions optimization of the autonomous system based on carbon-free energy / V. Manusov, M. Nazarov // Proceedings of the Ural Smart Energy Conference, USEC. - 2020. - pp. 93–96.
102. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбесовича. - 4-е изд., перераб. и доп. - М.: ЭНАС, 2012. - 376 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ «А» СВИДЕТЕЛЬСТВА О ГОСУДАРСТВЕННОЙ
РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММ ДЛЯ ЭЛЕКТРОННЫХ
ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020613134

«ПОСТРОЕНИЕ НЕЙРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
ПОТЕНЦИАЛА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГИИ»

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»
(RU)*

Авторы: *Матренин Павел Викторович (RU), Манусов Вадим
Зиновьевич (RU), Назаров Мусо Холмуродович (TJ)*

Заявка № 2020610200

Дата поступления 10 января 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 11 марта 2020 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019617121

**Программа «ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ
ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ АВТОНОМНОЙ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ
ГЕНЕРАЦИЕЙ»**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»
(RU)*

Авторы: *см. на обороте*



Заявка № 2019616161

Дата поступления 28 мая 2019 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 03 июня 2019 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ



Акт

о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы М.Х. Назарова

Настоящим актом подтверждается заинтересованность в использовании результатов и выводов диссертационной работы М.Х. Назарова на тему «Оптимизация и планирование режимов автономной энергетической системы на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии (на примере системы Памира)» по специальности 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы.

Эти результаты могут быть использованы при перспективном планировании развития автономной энергосистемы Памира, в которой на данный момент применяется только гидроэнергетические ресурсы. Использование наряду с гидроресурсами, энергии ветра и солнца, а также накопителей энергии существенно расширяет возможности планирования и оптимизации режимов. При этом появляется возможность выравнивания графика нагрузки и снижения непредсказуемости выработки электроэнергии источниками генерации. Следует также отметить, что наряду с этим существенно улучшаются условия жизнедеятельности и благополучие жителей региона.

Технический директор
Шонизоров Ш.



03.06.2022г.

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

К.Э.Н., доцент

С.С. Чернов

«01» июля 2022 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Назарова Мусо Холмуродовича в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов и выводов диссертационной работы М.Х. Назарова на тему «Оптимизация и планирование режимов автономной энергетической системы на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии» (на примере системы Памира) в учебный процесс кафедры «Системы электроснабжения предприятий» Новосибирского государственного технического университета.

Разработанные в диссертационной работе модели и методы оптимальных режимов электропотребления автономных электрических систем излагаются в дисциплинах: «Возобновляемые источники энергии» у бакалавров; «Автономные системы электроснабжения» и «Оптимизация систем электроснабжения» у магистров. Наряду с этим, результаты диссертационной работы используются при написании выпускных квалификационных работ бакалавров и магистерских диссертаций с соответствующей тематикой.

Заведующий кафедрой СЭСИ
к.т.н., доцент

Д.А. Павлюченко



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

ТАДЖИКСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

имени академика М.С. Осими

734042, Душанбе, просп. академиков Раджабовых, 10, Тел.: (+992 37) 221-35-11,

Факс: (+992 37) 221-71-35, E-mail: rector.ttu@mail.ru, Web: www.ttu.tj

«УТВЕРЖДАЮ»

Ректор ТТУ им. акад. М.С. Осими
д.э.н., профессор Давлатзода К.К.

« 01 _____ 2022 г.



А К Т

о внедрении результатов диссертационной работы М.Х. Назарова в учебный процесс энергетического факультета Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими

Комиссия в составе: председателя комиссии д.т.н., доцента Махмадизода М.М., членов комиссии к.т.н., доцента Рахмонзода А.Дж., и заведующего кафедрой «Электрические станции» к.т.н., доцента Султонзода Ш.М. свидетельствует, что основные выводы и результаты диссертационной работы аспиранта М.Х. Назарова на тему «Оптимизация и планирование режимов автономной энергетической системы на основе возобновляемых и альтернативных источников энергии (на примере системы Памира)», используются в учебном процессе энергетического факультета Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими.


Модели и методы прогнозирования и планирования режимов электропотребления в автономных системах электроснабжения излагаются для студентов и магистрантов энергетического факультета в дисциплинах: «Режимы работы электроэнергетических систем» и «Оптимизация электроэнергетических систем».

Использование результатов диссертационной работы позволяет улучшить качество образования и расширить кругозор студентов технического университета.

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ КОМИССИИ:

Проректор по учебной работе, первый проректор  Махмадизода М.М.

ЧЛЕНЫ КОМИССИИ:

Начальник управления науки и инновации  Рахмонзода А.Дж.

Заведующий кафедрой «Электрические станции»  Султонзода Ш.М.