

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УРАЛЬСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ПЕРВОГО ПРЕЗИДЕНТА РОССИИ Б.Н. ЕЛЬЦИНА» И
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



Ерошенко Станислав Андреевич

КРАТКОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И ПЛАНИРОВАНИЕ
РЕЖИМОВ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

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 – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ.....	12
1.1 Терминологическая база	12
1.2 Анализ существующих подходов к планированию развития генерирующих мощностей.....	16
1.3 Об использовании возобновляемых источников энергии в России и в мире	25
1.4 Механизмы поддержки развития возобновляемых источников энергии в России.....	26
1.5 Подключение генерирующих объектов на базе возобновляемых источников энергии к электрической сети.....	31
Выводы по главе 1.....	39
2 МОДЕЛЬ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	40
2.1 Постановка задачи оптимального размещения генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии.....	40
2.2 Генетический алгоритм поиска оптимальных решений по размещению объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии	53
2.3 Расчетный пример поиска оптимальных решений по размещению объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии	63
Выводы по главе 2.....	93
3 РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ КРАТКОСРОЧНОГО И ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	95

3.1	Постановка задачи прогнозирования.....	95
3.2	Анализ существующих систем прогнозирования генерации фотоэлектрических электростанций	95
3.3	Расчет параметров солнечного излучения	96
3.4	Модель краткосрочного прогнозирования.....	107
3.5	Модель оперативного прогнозирования.....	143
	Выводы по главе 3.....	173
4	ВЛИЯНИЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ	175
4.1	Постановка задачи	175
4.2	Модель оценки рисков возникновения небаланса мощности.....	176
	Выводы по главе 4.....	186
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	187
	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	189
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	191
	ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ.....	210

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. В настоящее время схема размещения генерирующих объектов на территории Российской Федерации на законодательном уровне включает в себя кроме генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, схем и программ развития Единой энергетической системы России (СиПР ЕЭС), также схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, что является отдельной важной локальной задачей в составе глобальной задачи перспективного планирования. При этом отсутствие утверждённой на федеральном уровне единой для всех методологии разработки программ регионального экономического развития, а также правил планирования развития топливно-энергетического комплекса, на основании которых специалистами энергетического сектора рассчитывается прогноз потребления электроэнергии и мощности, который, в свою очередь, учитывается при составлении схем и программ развития электроэнергетики, подтверждает необходимость разработки нового универсального подхода к решению данной задачи.

Современные региональные электроэнергетические системы (ЭЭС) характеризуются возрастающей долей возобновляемых источников энергии, что обусловлено существующими механизмами стимулирования их развития. В большинстве развитых стран реализуют механизмы государственной поддержки развития возобновляемых источников энергии, включающие фиксированные тарифы, определяющие цену за киловатт-час произведенной электроэнергии, ценовые надбавки, зеленые сертификаты и другие механизмы. В России наибольшее распространение получил механизм конкурсных отборов на право заключения договора поставки мощности для оптового рынка, в рамках которого собственники объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, получают ежемесячную гарантированную плату за мощность. Распоряжением Правительства РФ определены целевые показатели установленной мощности такой генерации в общей структуре генерирующих мощностей – 5 871 МВт до 2024 года. На начало 2018 года ее установленная

мощность без учета гидроэлектростанций в ЕЭС России составила – 1,59 ГВт, в мире – 941,0 ГВт, а оценка технически доступного энергетического потенциала возобновляемых источников энергии в России по разным источникам оценивается от 5 до 25 млрд. т.у.т. в год, то есть оценочно 55% от годового потребления энергии.

В ЭЭС со значительной долей возобновляемых источников энергии задача эффективного размещения генерирующих объектов имеет также ряд дополнительных особенностей, а именно связана с задачами размещения генерации и планирования режимов ее работы, которые в свою очередь определяются правилами технологического функционирования ЭЭС и базируются на формировании долгосрочных и краткосрочных балансов мощности и электроэнергии. В среднем установленная мощность, к примеру, фотоэлектрических станций составляет порядка 15-20 МВт, что сопоставимо с потерями мощности в масштабах крупных ЭЭС. Однако для региональных ЭЭС и отдельных энергорайонов (Оренбургская область, где доля генерации на основе возобновляемых источников энергии к 2020 году составит порядка 20% при суммарной установленной мощности в 365 МВт) такая мощность может оказывать существенное влияние на схемно-режимную ситуацию в районе размещения и потребует внимания к электросетевым ограничениям и потерям мощности в сети.

Также задача размещения генерирующих объектов в ЭЭС со значительной долей ВИЭ, имеет непосредственную связь с задачей прогнозирования генерации электрической энергии, так как отсутствие достоверных прогнозов возобновляемых источников энергии влечет за собой необходимость постоянного поддержания полноценного резерва активной мощности в энергосистеме (в объеме располагаемой мощности возобновляемых источников энергии), что фактически означает необходимость дополнительного включения тепловой генерации и её работы в неэкономичных режимах и/или резервирования пропускной способности электрических сетей, что в свою очередь создает проблему формирования избыточных мощностей не только на уровне регионов,

но и на уровне потребителей. Так, на примере реализации программы договора о предоставлении мощности в России, завышенные прогнозы роста спроса на электрическую энергию и мощность при формировании плана строительства новых мощностей привели к профициту мощности и дополнительной нагрузке на потребителей.

Проблемы прогнозирования генерации электроэнергии на объектах, функционирующих с использованием различных видов возобновляемых источников энергии, связаны с проблемой стохастического характера их генерации. Такая задача является многофакторной с большим числом плохо формализуемых и лингвистических данных, так как базируется на метеорологических и климатологических данных, укрупненный характер которых также оказывает сильное влияние на результат прогнозирования генерации электрической энергии.

Самыми распространенными станциями на основе возобновляемых источников энергии, реализуемыми на территории РФ с государственной поддержкой, являются фотоэлектрические и ветровые электростанции, а также мини-гидростанции. Несмотря на то, что темпы роста установленной мощности ветровых электростанций на территории РФ выше, отдельные крупные районы юга России формируют свою «зеленую энергетику» именно на базе фотоэлектрических станций.

Применительно к задаче эффективного размещения фотоэлектрических станций требуется учитывать энергетический потенциал территории, доступность альтернативных местных видов топлива и другие критерии, что делает данную задачу актуальной для региональных энергосистем в условиях развития возобновляемых источников энергии.

Необходимость прогнозирования генерации возобновляемых источников энергии закреплена на государственном уровне, согласно приказу от 11.02.2019 № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года» «...Объем производства электрической энергии в прогнозном балансе электрической энергии

энергосистемы должен определяться для ветровых и солнечных электростанций – на основе помесечных данных о средней многолетней величине производства электрической энергии данными электростанциями за три последних года, а при отсутствии указанных данных (в том числе для строящихся электростанций) – в соответствии с предложениями собственников по формированию сводного прогнозного баланса...». При этом в деятельности оперативно-диспетчерских центров в России задача прогнозирования генерации фотоэлектрических станций фактически не решена. В настоящее время при краткосрочном планировании электрических режимов с целью компенсации стохастического снижения выдачи мощности электростанциями на основе возобновляемых источников энергии, увеличивается объем резервов активной мощности ЭЭС на суммарную величину генерации, заявленной собственниками таких генерирующих объектов.

С целью повышения эффективности краткосрочного планирования режимов в части соблюдения системных ограничений, размещения резервов активной мощности требуется создание инструментов прогнозирования генерации фотоэлектрических станций для краткосрочного (на сутки вперед) и оперативного (внутри суточный прогноз с горизонтом упреждения до 6 часов) горизонтов планирования режимов. Такое разделение определено, как уже упоминалось выше, стохастичностью процесса генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями, суточным и сезонным циклами изменения солнечного излучения. Краткосрочный прогноз генерации электрической энергии фотоэлектрических станций продиктован необходимостью его формирования диспетчерскими центрами системного оператора для рынка на сутки вперед, а оперативный прогноз – для управления перетоками мощности, балансирования генерации и корректировки диспетчерских графиков фотоэлектрических станций.

Кроме того, собственники фотоэлектрических станций, также заинтересованы в развитии инструментов прогнозирования. В существующих условиях это позволит не только решать задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования, планирования резервов мощности, но обеспечить

эффективное планирование технического обслуживания и ремонтов основного генерирующего оборудования.

Вышесказанное подчеркивает актуальность исследования и необходимость гармонизации процесса внедрения фотоэлектрических станций в энергосистемы, а также выявляет ряд принципиально новых проблем и задач, требующих разработки новых подходов к их решению с точки зрения информационно-аналитических и математических принципов обработки и анализа данных.

Таким образом, задачи размещения и краткосрочного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями – актуальные задачи для собственников генерирующих объектов и для организаций диспетчерского и технологического управления, обеспечивающих планирование электроэнергетического режима и бесперебойное электроснабжение потребителей, как с технической, так и с экономической точек зрения.

Объект исследования – региональная электроэнергетическая система с большой долей солнечных электростанций на базе фотоэлектрических преобразователей и оценка их влияния на режимы работы сети.

Предмет исследования – территориальное размещение и краткосрочное прогнозирование генерации фотоэлектрических станций в региональных электроэнергетических системах.

Цель работы – совершенствование существующих и разработка новых математических подходов к эффективному размещению объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии и краткосрочному прогнозированию генерации фотоэлектрических станций с использованием статистических методов и методов машинного обучения.

Для достижения поставленной цели в работе поставлены и решены следующие задачи:

- анализ существующих методов и подходов к размещению генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии;
- разработка модели эффективного размещения генерирующих объектов

на основе возобновляемых источников энергии;

- разработка моделей краткосрочного и оперативного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями;
- анализ влияния режимов работы фотоэлектрических станций на резервы мощности электроэнергетической системы.

Научная новизна работы состоит в следующем:

- разработана многопараметрическая математическая модель оптимизации размещения объектов генерации в ЭЭС с увеличенной долей возобновляемых источников энергии, реализованная на картах технологического районирования;
- обосновано и получено решение задачи эффективного размещения генерирующих объектов в региональных ЭЭС с большой долей возобновляемых источников энергии с учетом технических ограничений прилегающей сети;
- разработаны новые математические модели и алгоритмы краткосрочного и оперативного прогнозирования генерации электроэнергии фотоэлектрическими станциями, основанные на статистических методах, методах машинного обучения, законах распространения солнечного излучения в атмосфере и его пространственно-временных характеристиках;
- предложена методика оценки необходимых резервов активной мощности в ЭЭС с большой долей возобновляемых источников энергии, основанная на оценке рисков возникновения небаланса активной мощности.

Практическая значимость результатов работы.

Предложены эффективные методики и инструменты решения задач размещения и краткосрочного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями в региональных ЭЭС на базе разработанных моделей с использованием статистических методов и методов машинного обучения.

Предложенные подходы позволяют получить максимально точные обоснованные сценарии размещения фотоэлектрических станций в региональных ЭЭС и оценить графики их генерации для решения задачи размещения резервов активной мощности.

Также практическая ценность подтверждается актом внедрения результатов диссертационной работы в деятельность одной из ведущих мировых компаний электроэнергетической области – ООО «Прософт-Системы».

Положения, выносимые на защиту:

1. Многопараметрическая модель размещения объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии, построенная на базе метода анализа иерархий и генетического алгоритма, позволяет получить оптимальные варианты развития такой генерации в региональных электроэнергетических системах.

2. Математическая модель и алгоритм краткосрочного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями «на сутки вперед», построенные на основе метода множественной регрессии, позволяют получить прогноз генерации с ошибкой не более 20%.

3. Математическая модель оперативного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрическими станциями повышает эффективность внутрисуточного планирования электроэнергетических режимов.

4. Методика оценки величины резервов активной мощности в ЭЭС с большой долей возобновляемых источников энергии, основанная на оценке рисков возникновения небаланса мощности, позволяет избежать необходимости формирования резервов активной мощности тепловой генерации в объеме установленной мощности ВИЭ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

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

- пункт 1 «Оптимизация структуры, параметров и схем электрических соединений электростанций»;
- пункт 6 «Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике»;
- пункт 13 «Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике».

Обоснованность и достоверность. Результаты диссертационной работы получены при корректном и обоснованном применении статистических методов и методов машинного обучения и подтверждаются согласованностью с результатами, полученными на основе эмпирических выводов и экспертных оценок в рамках выполнения научно-исследовательских работ.

Апробация работы. Положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 11 международных и Российских научных конференциях, а именно: 46th CIGRE Session, 2016 (Париж, Франция); 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2016 (Рига, Латвия); Электроэнергетика глазами молодежи, 2017 (Самара, Россия); II International Conference on Control in Technical Systems, 2017 (Санкт-Петербург, Россия); 8th International Conference on Energy and Environment, 2017 (Бухарест, Румыния); 11th IEEE International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering, 2017 (Кадиз, Испания); Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 2018 (Санкт-Петербург, Россия); 3rd International Conference on Advances on Clean Energy Research, 2018 (Санкт-Петербург, Россия); 3rd International Conference on Advances on Clean Energy Research, 2018 (Барселона, Испания); 17th International Ural Conference on AC Electric Drives, 2018 (Екатеринбург, Россия); IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, 2019 (Санкт-Петербург, Россия).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 13 статей, в том числе 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, рекомендуемых ВАК РФ, 10 публикаций в материалах конференций и в журналах, индексируемых в международных базах научного цитирования Scopus и Web of Science. В совместных работах доля автора составляет не менее 70%.

Структура и объем работы. Диссертационная работа включает в себя введение, четыре главы, заключение, список сокращений и условных обозначений, список литературы, состоящий из 176 библиографических ссылок и одно приложение. Общий объем работы составляет 212 страниц, в том числе 63 таблицы, 57 рисунков.

1 ПЛАНИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Изучению проблем, связанных с развитием генерирующих мощностей на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), уделяется большое внимание. В России и за рубежом значительный вклад в развитие методов и подходов к планированию развития нетрадиционной и возобновляемой энергетики внесли Ж.И. Алферов, В.М. Андреев, П.П. Безруких, Б.М. Берковский, В.И. Велькин, Н.И. Воропай, В.В. Елистратов, П.В. Илюшин, М.Б. Коган, Б.В. Лукутин, В.З. Манусов, С.Г. Обухов, О.С. Попель, Ю.А. Секретарев, Б.В. Тарнижевский, М.Г. Тягунов, В.Е. Фортов, С.Е. Щеклеин, F. Vlaabjerg, E.F. El-Saadany, J.M. Guerrero, M.A. Moreno, M. Shahidehpour, J.C. Vasquez, J. Wang, P. Wang, Y.I. Mohamed, и другие. Поскольку развитие ВИЭ неразрывно связано с развитием прилегающей ЭЭС, отдельное внимание в работе уделяется существующим и разрабатываемым подходам к задаче оптимального развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК), включая определение оптимальных сценариев развития электросетевого хозяйства и генерирующих объектов. Существенный вклад в системные исследования энергетики, включая задачи оптимального стратегического развития ЭЭС внесли Л. А. Мелентьев, Д. А. Арзамасцев, Л. С. Беляев, П. И. Бартоломей, В. В. Бушуев, Н. И. Воропай, Ю. Н. Руденко, А. Л. Мызин, В. В. Труфанов и другие.

1.1 Терминологическая база

С целью развернутого пояснения предмета представленного исследования, а также с целью обоснования ограничений, представленных в разделе, посвященном долгосрочному планированию развития генерирующих объектов на базе ВИЭ в региональных энергосистемах, требуется анализ существующей терминологической базы.

Зачастую источники ВИЭ, в том числе фотоэлектрические электростанции (ФЭС), относят к так называемой «распределённой генерации», что подтверждается анализом международных стандартов, существующих в данной сфере. В силу исторической специфики структуры топливно-энергетического баланса России, к распределённой генерации относят объекты выработки электрической и тепловой энергии на углеводородном топливе с суммарной установленной мощностью не более 25 МВт [1]. Анализ зарубежного опыта показывает, что термин «распределённая генерация», а также термин

«распределённые энергоресурсы» зачастую отождествляется с ВИЭ и охватывает большее число функциональных признаков. Для обобщения существующей терминологической базы в сфере ВИЭ был выполнен анализ следующих источников [1-12]:

1. Российские источники

Обзоры, программы развития

- Обзор топливно-энергетического комплекса России «Анализ рынка строительства малой генерации».

- Концепция развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России.

Публикации и материалы докладов

- Институт энергетических исследований Российской академии наук, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук.

2. Зарубежные источники

Международные отраслевые и научные объединения

- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) – Институт инженеров электротехники и электроники.

- Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE) – Международный Совет по большим электрическим системам.

- International Energy Agency (IEA) – Международное энергетическое агентство.

- Electric Power Research Institute (EPRI) – Институт энергетических исследований.

Внутренние стандарты энергетических компаний

- California Independent System Operator (CAISO) – Калифорнийский системный оператор.

- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) – Европейская сеть системных операторов.

Публикации и материалы докладов

- Статья Thomas Ackermann, Goran Andersson, Lennart Soder. «Distributed Generation – A Definition» [12].

Анализ вышеперечисленной литературы показал, что единая терминологическая база в сфере распределённой генерации, в том числе в

отношении генерирующих объектов на базе ВИЭ, отсутствует. В большей степени это связано с различием внешних условий развития генерирующих установок на базе ВИЭ в разных странах, таких как: организационная структура ТЭК, энергетическая политика отдельных стран, основные факторы развития отрасли, накопленный опыт эксплуатации генерирующих установок и другие факторы.

Критерии отнесения генерирующего объекта к категории «распределённой» генерации в России на законодательном уровне не утверждены, однако зачастую верхней границей суммарной установленной мощности генерирующего объекта, как правило, принимается величина в 25 МВт, что обусловлено положениями федерального закона «Об электроэнергетике» [13], обязывающего собственников генерирующих установок мощностью от 25 МВт включительно осуществлять реализацию вырабатываемой электроэнергии на оптовом рынке. Ввиду того, что большинство объектов «распределённой генерации» мощностью до 25 МВт на сегодняшний день вводится крупными промышленными предприятиями для собственных энергетических нужд с использованием углеводородного топлива, без продажи и зачастую без выдачи электрической энергии во внешнюю сеть, термин «распределённая генерация» закрепился за генерирующими объектами с установленной мощностью до 25 МВт, так называемыми «блок-станциями» промышленных предприятий.

Иначе обстоит ситуация с генерирующими объектами на базе ВИЭ, которые на сегодняшний день трудно отнести к объектам «распределённой генерации». Многие из существующих объектов ВИЭ имеют установленную мощность свыше 25 МВт и реализуют электрическую энергию на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Это обусловлено существующими в России мерами государственной поддержки проектов в области возобновляемой энергетики. В ЕЭС России на сегодняшний день функционирует ветропарк мощностью 150 МВт (Республика Адыгея) и фотоэлектростанция мощностью 105,56 МВт (Крымский полуостров). Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 3 июня 2008 года № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования ВИЭ» [14], генерирующие объекты на базе ВИЭ классифицируются по типу источника энергии и не имеют привязки к установленной мощности. При этом участие в оптовом

рынке электроэнергии и мощности допускается при установленной мощности станции от 5 МВт. Генерирующие объекты на базе ВИЭ не имеют технологической привязки к определенному потребителю-собственнику объекта и функционируют с целью продажи электрической энергии на оптовом или розничном рынке электрической энергии.

В зарубежной научно-технической литературе и нормативных документах в отношении объектов ВИЭ широко употребляются термины «распределенная» и «децентрализованная генерация». В соответствии с материалами, представленными в документах союза распределённой энергетики Америки (DPCA) [9]:

Децентрализованная генерация – это генерация, обеспечивающая питание потребителей, и подключаемая к электрической сети в точке, расположенной на меньшем удалении, чем крупные электрические станции.

Распределенная генерация – это децентрализованная генерация, обеспечивающая выдачу электрической энергии в распределительную сеть, с установленной мощностью в диапазоне от 10 до 150 МВт.

Термины и определения, представленные другими ведущими мировыми научными и производственными организациями, в том числе в CIGRE, IEA [6,7] схожи с вышеприведёнными и включают в себя признаки локального электроснабжения потребителей/энергорайонов и обеспечения допустимого режима работы прилегающей электрической сети:

- Международный совет по большим электрическим системам высокого напряжения (CIGRE)

Распределённая генерация – объект выработки электрической энергии, подключённый к распределительной сети на стороне среднего (1-69 кВ) и низшего (менее 1 кВ) напряжения [6].

- Международное энергетическое агентство (IEA)

Распределённая генерация – это электрическая станция, подключённая к распределительной сети, обеспечивающая питание потребителей или поддержку режима работы энергосистемы [7].

В законодательных документах ряда Европейских стран термин «распределённая генерация», так же, как и «распределенная», «децентрализованная», «локальная» генерация, не фигурирует. К примеру, в нормативно-технических и нормативно-правовых документах Испании

наиболее близким к рассматриваемому предмету данного исследования по значению является термин «генерирующий объект особого режима», который включает в себя генерацию на базе ВИЭ и когенерацию малой мощности [15].

Следует отметить, что на сегодняшний день актуальные вопросы разработки государственных стандартов по направлению «Распределённая генерация (включая ВИЭ)» находятся в зоне ответственности Подкомитета ПК-5 ТК-016 Росстандарта. Одним из приоритетных направлений текущей деятельности подкомитета является формирование общей терминологии и классификации объектов распределённой генерации с учётом специфики применения и опыта эксплуатации объектов распределённой генерации.

На основании проведенного обзора, с учетом действующих в России нормативных документов, устанавливающих перечень технологий выработки электрической энергии, относящихся к возобновляемой энергетике, для рассматриваемых в данной диссертационной работе типов генерирующих установок характерны следующие признаки:

- генерирующий объект квалифицирован как объект, функционирующий на основе использования ВИЭ согласно «Положению о признании генерирующего объекта, функционирующего на основе использования ВИЭ, квалифицированным генерирующим объектом» НП «Совет рынка»;

- генерирующий объект не имеет привязки к нагрузке конкретного потребителя электрической энергии и осуществляет выдачу мощности во внешнюю распределительную сеть напряжением до 110 кВ для ликвидации «узких мест» и повышения надёжности электроснабжения всех потребителей прилегающей энергосистемы.

1.2 Анализ существующих подходов к планированию развития генерирующих мощностей

С учетом сложившейся структуры ТЭК Российской Федерации, стратегическое планирование и развитие сети осуществляется по многоступенчатому принципу, включающему в себя разработку схем и программ развития электроэнергетики (СиПРЭ) субъектов РФ, СиПР ЕЭС, Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики, с разработкой соответствующей регулирующей документации на перспективу в несколько лет. Системное взаимодействие, координация государственных и

муниципальных управлений, правовые основы стратегического планирования закреплены в [13,16].

С учетом фундаментальных различий интересов предприятий ТЭК отдельными уровнями в задачах стратегического планирования развития энергосистемы следует отметить программы развития энергокомпаний (электросетевые компании, генерирующие компании и др.), а также инвестиционные программы субъектов энергетики (крупные промышленные потребители: транспорт, металлургия, машиностроение).

Важно отметить, что ключевым принципом развития ТЭК является принцип «сверху-вниз», когда на каждом уровне иерархии решается самостоятельная задача, где в качестве исходной информации используется результат, полученных при решении задачи более высокого уровня.

С технологической точки зрения функционирование ЕЭС России принято рассматривать как работу сложного технологического объекта, где все субъекты связаны единством производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Однако учет организационной структуры и индивидуальных интересов отдельных субъектов ТЭК смещает задачу стратегического планирования развития энергосистем в область трудно-формализуемых многопараметрических оптимизационных задач, что требует создания соответствующих математических моделей для ее эффективного решения [17].

Существующие научные подходы к планированию развития генерирующих мощностей

В основе большинства существующих подходов к планированию развития ЭЭС лежат системные модели, которые предполагают под собой формирование технически и экономически обоснованных вариантов развития структуры генерирующих мощностей. Такие модели позволяют оценить объемы и размещение основных видов электрических станций на территории страны, укрупненно определить расходы топлива и межсистемные обмены электрической энергией.

Примером такой модели может служить математическая модель выбора рациональных вариантов развития электроэнергетики СОЮЗ [18]. ЭЭС в данной модели представляется в виде многоузловой сети, где каждый узел представляет собой агрегированную подсистему – как правило, объединенную

или территориальную энергосистему. Ветви между узлами представляют собой эквивалентные связи линий электропередачи различных классов напряжения, входящих в полное межсистемное сечение. Электрические станции агрегированных подсистем представлены математическим множеством однотипных генерирующих установок. В качестве результата оптимизации модель позволяет оценить установленную мощность генерирующего оборудования различных типов, а также пропускную способность межсистемных связей. Для решения задачи нахождения оптимального значения линейной целевой функции авторы используют метод модифицированной функции Лагранжа. Своё практическое применение в различных модификациях постановки задачи модель нашла при проектировании развития ЕЭС России, оценке энергетической безопасности регионов, целесообразности мероприятий по энергоэффективности и энергосбережению.

Детерминированная линейная модель оптимизации структуры генерирующих мощностей ЭЭС была описана Д.А. Арзмасцевым, А.В. Липесом и А.Л. Мызиным в учебном пособии «Модели оптимизации развития энергосистем» [19]. Постановка задачи оптимизации размещения генерирующих мощностей включала в себя следующие составляющие: приведенные затраты по сооружению и эксплуатации электростанций, приведенные затраты по добыче и транспортировке топлива и приведенные затраты на создание обменных потоков электрической энергии. В модели дополнительно была реализована оптимизация годового объема выработки электрической энергии на заданных электрических станциях. Цель оптимизации – минимизация суммарных приведенных затрат на строительство генерирующих и электросетевых объектов с учетом ограничений по обеспечению баланса электрической энергии, по использованию различных видов топлива, по выдаче мощности гидроэлектростанций (ГЭС) в паводковый период, а также экономических ограничений.

Модели стратегического планирования развития электроэнергетики разрабатываются также за рубежом. Одной из наиболее популярных является модель интегрированного планирования энергоресурсов (integrated resource planning). Глобальная цель интегрированного планирования энергоресурсов во многом схожа с задачей минимизации приведенных годовых затрат,

которая использовалась в советской практике для сравнительной оценки экономической эффективности капиталовложений в строительство энергообъектов [20]. В случае интегрированного планирования энергоресурсов минимизация осуществляется в отношении затрат на обеспечение потребностей общества в электрической энергии. Основное отличие от отечественной разработки обусловлено наличием термина «интегрированный». В рамках указанного подхода в равных условиях предлагается рассматривать все возможные альтернативы по обеспечению энергоснабжения рассматриваемой территории. При этом оценке подлежат не только варианты по увеличению объемов производства электрической энергии, но и альтернативы по снижению энергопотребления за счет внедрения энергоэффективных технологий. Особое внимание в концепции интегрированного планирования ресурсов уделяется экологическим последствиям реализации каждого из рассматриваемых вариантов. Указанный подход, к примеру, реализован в программном комплексе IPM (Integrated Planning Model), разработанной фирмой ICF Consulting [21]. Программный комплекс создан для определения оптимального состава генерирующих мощностей и оценки конечной стоимости электрической энергии для потребителя.

Еще одним программным продуктом, построенным на базе фундаментальных принципов интегрированного планирования ресурсов, является программный комплекс Wien Automatic System Planning Package (WASP), созданный Международным агентством по атомной энергии, IAEA [22]. Представленная система позволяет получить оптимальный состав и территориального размещение генерирующих объектов на основе исходных данных и ограничений. Многокритериальная постановка задачи включает в себя сумму инвестиционных затрат, остаточную стоимость инвестиционного капитала, топливные расходы, стоимость хранения топлива, стоимость обслуживания и ремонта основных активов энергетических компаний, стоимость недоотпуска электрической энергии потребителям, экологический ущерб окружающей среде от ввода новых генерирующих объектов. В качестве ограничений формируются балансы мощности на каждый рассматриваемый период, а также оценивается вероятность ввода графиков ограничения нагрузки.

В современных условиях расширения использования технологий возобновляемой энергетики в России указанные модели имеют ограниченную область применения, поскольку не могут оценить долгосрочную эффективность внедрения генерирующих объектов на базе ВИЭ в ЕЭС России, а также не учитывают существующих технико-экономических моделей функционирования генерирующих объектов такого рода. Состояние современных научных разработок позволяет выделить следующие ключевые тенденции в разработке моделей развития электроэнергетики:

1. Переход к многокритериальным и многопараметрическим дискретным моделям [20, 23-27]. В рыночных условиях кардинально изменились приоритеты деятельности компаний ТЭК. Реорганизация отрасли привела к появлению конкурентного рынка электрической энергии и мощности, контрагентами которого являются генерирующие компании, энергосбытовые организации, сетевые компании, а также потребители электрической энергии и мощности. При этом у каждого хозяйствующего субъекта имеются свои интересы, которые должны быть согласованы с общесистемными принципами функционирования отрасли. В результате, в сложившихся условиях однокритериальные модели, а также модели, использующие принцип свертки критериев, как правило, к денежному выражению, перестали быть эффективными.

2. Высокая потребность в моделях планирования развития региональных ЭЭС [28]. С точки зрения постановки задачи развития следует отметить, что на региональном уровне существует гораздо большее количество заинтересованных субъектов. Помимо электросетевых предприятий, генерирующих компаний и оперативно-диспетчерских организаций, на региональном уровне присутствует средней и малый бизнес, региональные органы власти, общественные организации. Также сегодня существует тенденция усиления влияния конечного потребителя на режимы работы распределительных систем за счет активного развития генерирующих объектов малой мощности и возможности локального регулирования режимов потребления. Увеличение количества заинтересованных субъектов существенно усложняет задачу оптимизации развития и требует создание прозрачных инструментов, обеспечивающих эффективный учет множества параметров и прозрачный анализ полученных результатов.

В ряде региональных энергосистем наблюдается локальное увеличение доли генерирующих объектов на базе ВИЭ. Как известно, выработка электрической энергии на объектах ВИЭ напрямую зависит от внешних метеорологических и климатических условий, что повышает степень неопределенности при планировании развития энергосистем и приводит к возникновению ряда эксплуатационных проблем. Помимо этого, решение задачи оптимального размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ требует разработки геоинформационных моделей, учитывающих географические, климатические и территориальные особенности предполагаемых мест размещения объектов генерации.

Во многом именно проблемы, связанные с развитием малой локальной генерации, в том числе на базе ВИЭ, работающей параллельно с ЕЭС России, сегодня обуславливают повышенное внимание к вопросам развития региональных ЭЭС.

3. Создание моделей оптимизации размещения генерирующих мощностей в региональных энергосистемах [28-33]. Координация размещения генерирующей мощностей является актуальной задачей, поскольку сектор генерации является конкурентным, следовательно, решение о размещении того или иного объекта принимается независимым субъектом – компанией-инвестором, заинтересованном в максимальной доходности вложенного капитала.

Инвестиционная привлекательность определяется множеством факторов, среди которых – меры государственной поддержки строительства генерирующего объекта, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) генерирующего оборудования, условия на рынке электрической энергии и мощности, вопросы технологического присоединения, управления или ведения генерирующим объектом ответственного диспетчерского центра, землеотвод и многие другие. В этом случае поиск оптимального решения выполняется посредством имитационного моделирования и оценки технологических, экономических, экологических характеристик планируемого к вводу генерирующего объекта, что позволит снизить экономические и технологические риски как для объекта генерации, так и для прилегающей энергосистемы.

Практические подходы к планированию развития генерирующих мощностей

На практике, при планировании развития ЭЭС используются простые инженерные модели, позволяющие оценить технологические условия функционирования ЭЭС, такие как – балансовые модели для формирования вариантов развития, модели расчета установившихся режимов, токов короткого замыкания, статической и динамической устойчивости.

Увязка задач верхнего уровня, таких как Генеральная схема размещения объектов энергетики, с задачами нижнего уровня, к примеру, СиПРЭ региона, обеспечивается итерационно за счет реализации обратной связи при реализации полученных планов развития. Так, при следующей разработке Генеральной схемы учитываются результаты, полученные в региональных СиПРЭ, а также новые отчетные данные о функционировании электроэнергетики.

Согласно документам [34-36], основными целями разработки схем и программ перспективного развития электроэнергетики являются: развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения среднесрочного и долгосрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование условий для привлечения инвестиций в строительство объектов энергетики.

1. основополагающим документом в сфере стратегического развития энергетики является Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики [34], которая формируется на 15 лет и определяет структуру объектов генерации и основные направления размещения линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций (ПС). Генеральная схема учитывается при разработке программ развития различных отраслей промышленности и жилищно-коммунальной сферы. Генеральная схема – это документ верхнего уровня, который в отношении генерации учитывает данные о вводах генерирующих объектов, установленная мощность которых превышает 500 МВт.

2. Следующим по иерархии документом является СиПР ЭЭС [35], включающая в себя схему и программу развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на 7-летний период (разрабатывается ежегодно). При разработке учитываются существующие, планируемые к строительству, в том числе по результатам КОМ и конкурсов инвестиционных

проектов по формированию технологического резерва мощностей, а также к выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых свыше 25 МВт, а также программы социально-экономического развития субъектов РФ, СиПРЭ субъектов РФ, перечни объектов генерации по результатам КОМ ОРЭМ и иные решения Правительства РФ о размещении генерации.

СиПР ЭЭС публикуется в том числе для поиска предложений заинтересованных лиц относительно мероприятий по развитию ВИЭ и распределённой генерации в зоне снабжения ЭЭС России, разрабатывается в соответствии с генеральной схемой, основываясь на перечне объектов генерации, введенных по результатам конкурентного отбора мощности и конкурсов по формированию перспективного технологического резерва мощностей, предложениях и данных органов исполнительной власти субъектов РФ по размещению объектов электроэнергетики.

3. Замыкающие документы в области перспективного развития электроэнергетики – СиПРЭ субъектов РФ [36], формируются ежегодно на 5-летний период с учетом СиПР ЭЭС. При разработке СиПРЭ субъектов РФ учитываются существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт. При этом, СиПРЭ субъекта РФ является основой для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций. Современные СиПРЭ субъектов РФ включают ряд разделов, прямо или косвенно относящихся к вопросам развития малой распределенной генерации на территории субъекта, в том числе на базе ВИЭ: состояние и перспективы малой и распределенной генерации и энергообеспечение удаленных территорий и др.

СиПРЭ субъекта является единственным стратегическим документом, определяющим развитие ВИЭ. Более того, включение генерирующего объекта на базе ВИЭ в СиПРЭ субъекта является обязательным условием для получения статуса квалифицированного генерирующего объекта, что в свою очередь определяет возможность получения государственной поддержки в рамках оптового рынка электроэнергии и мощности.

Проектирование строительства объектов генерации

Исходя из того, что в энергосистеме все процессы происходят синхронно, изменения и новые элементы должны встраиваться в энергосистему таким

образом, чтобы не нарушить ее работу и в тоже время обеспечить нормальное функционирование нового объекта. Таким образом, вопросы стратегического планирования развития электроэнергетики региона неразрывно связаны с вопросами проектирования схем выдачи мощности генерирующих объектов, планируемых к размещению на территории рассматриваемого субъекта.

В проектной документации определяются основные технические решения по объекту в целом, по основному оборудованию, по зданиям и сооружениям, по связи, по противопожарным системам, релейной защите и автоматике и так далее. Для строительства генерирующего объекта существует отдельная стадия проектирования – внестадийная работа или обоснование инвестиций или схема выдачи мощности, в рамках которой производится предварительный выбор оптимального варианта реализации проекта.

Особенности выполнения внестадийных работ

Схема выдачи мощности (СВМ) электростанции определяет схему присоединения электростанции к сети для выдачи мощности с учетом технологии выработки электрической энергии. Исходя из необходимых результатов внестадийной работы, она включает в себя анализ существующего состояния электрической сети, анализ балансов мощности и электроэнергии, расчет электрических режимов по вариантам, технико-экономическое сравнение вариантов, выбор варианта, выводы, основные рекомендации.

Учитывая специфику выполнения прогноза развития ТЭК крупных территориальных объединений, для решения задачи развития территориальных генерирующих объектов, в том числе на базе ВИЭ, целесообразно применять аналогичные подходы, тем не менее адаптированные под их специфику и учитывающие в большей степени потенциал выбранных энергетических ресурсов. Таким образом, перечень вопросов для рассмотрения при развитии генерации на базе ВИЭ формируется следующим образом:

1. анализ существующего состояния энергосистемы;
2. прогнозные уровни электропотребления и генерации.
3. баланс мощности и электроэнергии;
4. выбор рационального размещения по критериям:
 - доступного потенциала первичного энергоресурса;
 - состояния прилегающей внешней энергосистемы;

5. расчет электрических режимов по вариантам;
6. анализ качества напряжения;
7. технико-экономическое сравнение вариантов;
8. выбор варианта, выводы, основные рекомендации.

1.3 Об использовании возобновляемых источников энергии в России и в мире

За последние годы внедрение ВИЭ в мире приобрело массовый характер. Наибольшее увеличение установленной мощности генерирующих объектов на базе ВИЭ наблюдается в Китае, странах Западной Европы, США. Суммарная установленная мощность генерирующих объектов на базе ВИЭ в 2018 г. превысила 1000 ГВт, при этом доля солнечных электростанций в структуре вновь вводимой генерации на базе ВИЭ в мире постоянно увеличивается и скоро достигнет 50%. За 2018 г. было введено более 100 ГВт установленной мощности генерации с использованием солнечной энергии [37], из них в Китае – 40 ГВт.

Суммарная установленная мощность электрических станций ЕЭС России по состоянию на 01.01.2019 года составила 243,3 ГВт, из которых установленная мощность генерирующих объектов на базе ВИЭ составила менее 1% [38].

По состоянию на 01.01.2019 г. в реестр Ассоциации «НП Совет рынка» [39] квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ, включено 60 объектов. Из них на розничном рынке электрической энергии функционирует 16 объектов, на оптовом рынке электрической энергии (мощности) – 29 объектов ВИЭ.

К ВИЭ согласно ФЗ-35 «Об электроэнергетике» [13] относятся: «энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электростанциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами

производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках».

В 2018 году, российские электростанции, объединенные в ЕЭС, выработали 1 070 ТВт·ч электрической энергии, из которых 758,4 ГВт·ч, в частности, было выработано ФЭС [38]. Прирост установленной мощности ФЭС за 2019 год составил около 300 МВт, что эквивалентно 56% от установленной мощности ФЭС на начало 2018 года [40]. Среди всех электрических станций в России, функционирующих на базе ВИЭ, ФЭС показывают самый быстрый прирост установленной мощности. Таким образом, в последние несколько лет доля генерирующих объектов на базе фотоэлектрических модулей в структуре установленных мощностей ЕЭС России существенно возросла, однако все еще не превышает 1%.

Стоит отметить, что большая часть территории России на текущем уровне развития технологий ВИЭ не пригодна для коммерческой реализации проектов в сфере ВИЭ из-за низкого КИУМ, что в конечном счете обуславливает развитие ВИЭ локально – в районах, обладающих достаточным энергетическим потенциалом. К примеру, согласно данным СиПРЭ Оренбургской области на Юге Урала в Оренбургской ЭС доля генерации на базе ВИЭ к 2020 году составит порядка 20% при суммарной установленной мощности в 365 МВт [41], что оказывает существенное влияние на режимы работы прилегающей распределительной сети 110 кВ. В существующей энергосистеме полуострова Крым к электрической сети подключено более 300 МВт установленных мощностей ФЭС. Аналогичная ситуация развивается в Астраханской области, республике Алтай, Краснодарском крае и других субъектах РФ, что подчеркивает актуальность решения задач оптимального развития и функционирования ФЭС в составе ЕЭС России. Территориальное распределение ФЭС в России представлено в Таблице 1.1 и на Рисунке 1.1.

1.4 Механизмы поддержки развития возобновляемых источников энергии в России

Важным стимулом развития генерации на основе ВИЭ в России на сегодняшний день являются созданные механизмы государственной поддержки и субсидирования.

Среди документов, определяющих развитие ВИЭ в России следует упомянуть Энергетическую стратегию, принятую в 2003 году [42], где было

предложено создание рынка возобновляемой энергии как одного из главных инструментов стратегического развития отрасли. Основы развития ВИЭ были закреплены в федеральном законе ФЗ №250 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» [43], в котором впервые был введен перечень технологий выработки электрической и тепловой энергии на базе ВИЭ, который до сих пор является актуальным. Среди основных источников ВИЭ упомянуты: биомасса; энергия солнца; энергия ветра; геотермальная энергия и другие источники.

Таблица 1.1 – Развитие ВИЭ в России по состоянию на 01.01.2019 [39]

№	Наименование ФЭС	Мощность, МВт	Субъект РФ	Год ввода
1	Заводская	15	Астраханская обл.	2017
2	"Нива"	15	Астраханская обл.	2018
3	Володаровка	15	Астраханская обл.	2018
4	ПСМ	15	Астраханская обл.	2018
5	Енотаевка	15	Астраханская обл.	2018
6	Фунтовская	60	Астраханская обл.	2018
7	Волгоградская	10	Волгоградская обл.	2017
8	Сакмарская	40	Оренбургская обл.	2015-2017
9	Переволоцкая	5	Оренбургская обл.	2015
10	Грачевская	10	Оренбургская обл.	2017
11	Плешановская	10	Оренбургская обл.	2017
12	Соль-Илецкая	25	Оренбургская обл.	2017
13	Оренбургская	45	Оренбургская обл.	2018
14	Сорочинская	60	Оренбургская обл.	2018
15	Кош-Агачская	10	Республика Алтай	2014-2015
16	Усть-Канская	5	Республика Алтай	2016
17	Онгудайская	5	Республика Алтай	2017
18	Майминская	20	Республика Алтай	2017
19	Бурибаевская	20	Респ. Башкортостан	2015-2016
20	Бугульчанская	15	Респ. Башкортостан	2015-2016
21	Исянгуловская	9	Респ. Башкортостан	2017
22	Бичурская	10	Респ. Бурятия	2017
23	Крымские ФЭС	300	Респ. Крым	2011-2012
24	Абаканская	5,2	Респ. Хакасия	2015
25	Самарская	50	Самарская обл.	2018
26	Пугачёвская	15	Саратовская обл.	2017
27	Орловгайская-1	15	Саратовская обл.	2017-2018
28	Орловгайская-2	10	Саратовская обл.	2018
29	Новоузенская	15	Саратовская обл.	2018
Итого		844,2	ЕЭС России	–

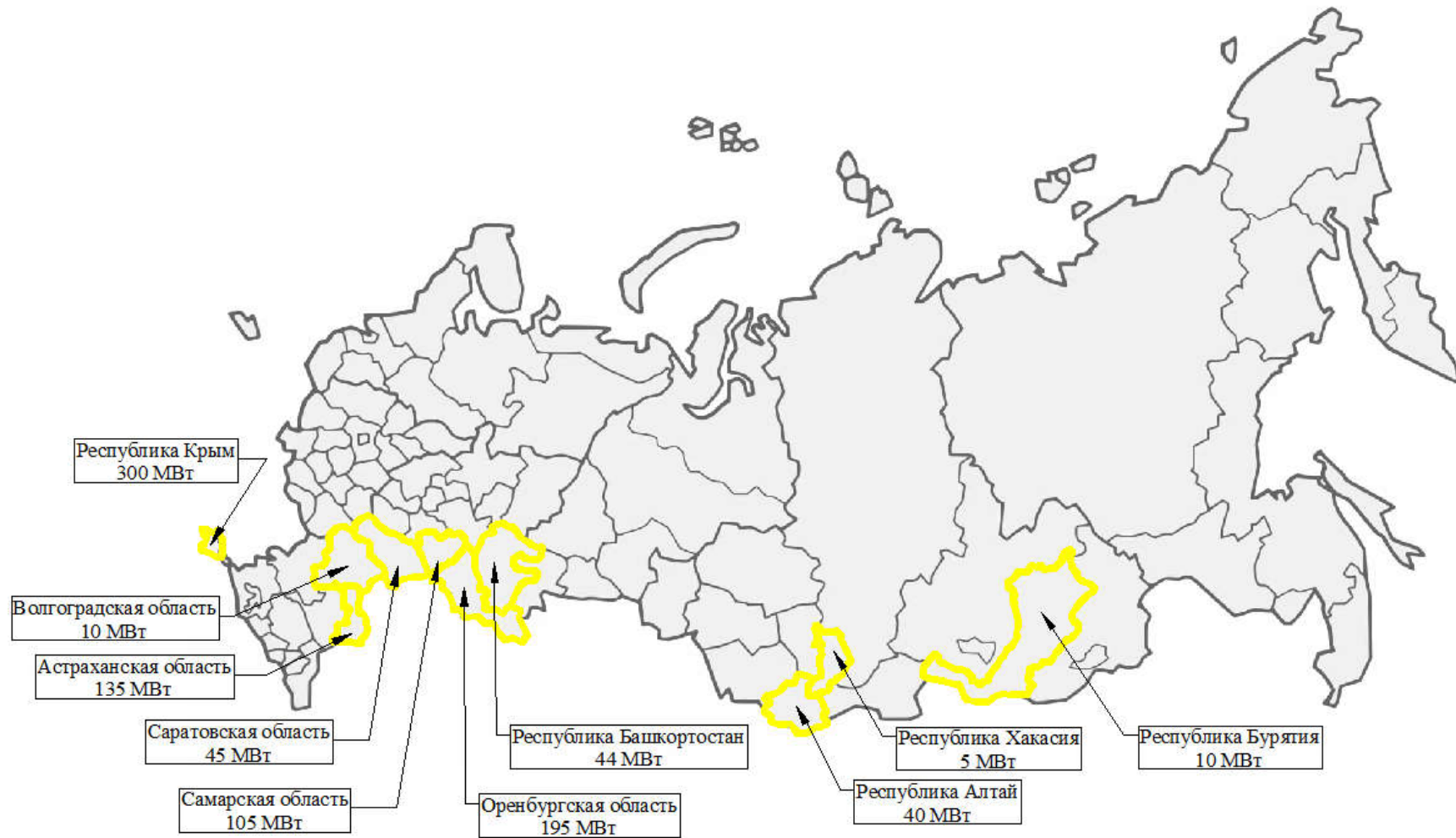


Рисунок 1.1 – Развитие ФЭС в России по состоянию на 01.01.2019 [39]

Также в документе были определены основные меры поддержки ВИЭ, в том числе: государственные субсидии, обязательства электросетевых компаний по закупке электрической энергии, выработанной на объектах ВИЭ, для компенсации потерь, ввод системы ценовых надбавок в рамках оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности др., которые в дальнейшем были закреплены в РП РФ №1-р от 08.01.2009 «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года» [44]. В рамках указанного распоряжения Правительства РФ были установлены целевые показатели доли генерирующих объектов на базе ВИЭ в общей структуре генерирующих мощностей ЕЭС России.

Поддержка ВИЭ на оптовом рынке электроэнергии и мощности

В 2010 году был впервые введен механизм стимулирования развития ВИЭ на основе компенсации платы за мощность в рамках оптового рынка электроэнергии и мощности. Такая схема призвана обеспечить готовность электрической станции к выдаче мощности, что численно выражается в МВт в месяц, и была официально закреплена Постановлением Правительства РФ №449 [45] и предполагала стимулирование развитие ВИЭ через ДПМ. ДПМ ВИЭ представляет собой долгосрочный договор, заключаемый в рамках рынка мощности, и закрепляющий право собственника генерирующего объекта на получение ежемесячных выплат за мощность, предполагаемую к поставке в обозначенном временном горизонте. На сегодняшний день проведены конкурсные отборы проектов ВИЭ в 2013 – 2018 гг. По результатам конкурсных процедур было отобрано более 100 проектов по строительству генерирующих объектов на базе ВИЭ с суммарной установленной мощностью 5871 МВт, что в свою очередь позволяет судить об эффективности предложенных мер.

В Постановлении Правительства №449 [45] также указаны предельные величины затрат для генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ (см. Таблицу 1.2).

Таблица 1.2 – Предельные величины затрат в рамках ДПМ ВИЭ

Тип объекта ВИЭ	Предельные капитальные затраты, руб./кВт	Удельные эксплуатационные затраты, руб./МВт в мес.
ФЭС	116 500	170 000
ВЭС	116 600	118 000
Малая ГЭС	146 000	100 000

Важно отметить, что представленные на конкурсный отбор проекты ВИЭ конкурируют в том числе по технологическим показателям. Так, в ПП №449 вводятся минимальные КИУМ станций на базе ВИЭ в зависимости от типа: для солнечных электростанций – 14%, для ветровых электростанций – 27%, для малых гидроэлектростанций – 38% [45].

Плата за мощность в рамках ДПМ рассчитывается исходя из окупаемости проекта по вводу электрической станции на базе ВИЭ в течение 15 лет и учитывает КИУМ, прогнозную выработку электрической энергии, величины переменных и постоянных эксплуатационных затрат.

Важно отметить, что в рамках определения приоритета выдачи мощности от электростанций генерирующие объекты на базе ВИЭ находятся на 4 месте после генераторов, формирующих резерв мощности, генераторов, участвующих в традиционном ДПМ (ГЭС, АЭС) и генераторов, функционирующих в вынужденном режиме.

Поддержка ВИЭ на розничном рынке электроэнергии и мощности

В рамках розничного рынка ключевой мерой поддержки генерирующих объектов на базе ВИЭ является продажа электрической энергии сетевым организациям в целях компенсации потерь мощности по регулируемым тарифам, что закреплено в ПП РФ №442 от 04.05.2012 [46].

Нормативный документ устанавливает обязательство сетевых компаний в первоочередном порядке покупать электрическую энергию, произведенную на генерирующих объектах, функционирующих на основе ВИЭ, в целях компенсации потерь мощности в электрических сетях. При этом тарифы, которые устанавливаются индивидуально в отношении каждого генерирующего объекта, должны обеспечивать возврат инвестиционного капитала в течение 15 лет.

В рамках ПП №47 от 23.01.15 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам поддержки квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии и реализующих электрическую энергию на розничных рынках» [47] механизм продажи электроэнергии, произведенной на объектах ВИЭ, был дополнительно уточнен.

Важно отметить, что для получения государственной поддержки проект ВИЭ должен быть включен в СиПРЭ региона, что также подчеркивает

актуальность решения задачи планирования размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ.

1.5 Подключение генерирующих объектов на базе возобновляемых источников энергии к электрической сети

Технологические преимущества работы генерирующих объектов малой мощности, в том числе на базе ВИЭ, параллельно с энергосистемой или невозможность их работы в автономном режиме приводят к необходимости подключения генерации к ЕЭС России. На сегодняшний день в России отсутствует проработанная нормативно-техническая документация, регламентирующая подключение малой генерации к сети и ее работу в составе энергосистемы [48]. Возникающий при этом ряд технологических проблем исследуется в рамках многих научно-технических проектов [49].

Изучение международного опыта и мировых стандартов с целью выявления общих закономерностей в методах и способах интеграции малой генерации на базе ВИЭ в энергосистемы является полезным этапом в формировании национальных стандартов. География аналитического исследования, представленного в диссертационной работе, включает 20 стран Европы, Северной Америки, Ближнего Востока и Юго-Восточной Азии, Тихоокеанского региона.

Подключение объектов генерации на основе ВИЭ: ограничения по загрузке оборудования в нормальных и ремонтных режимах

Любому виду силового энергетического оборудования соответствуют ограничения по длительно допустимой нагрузке, а также по кратности и времени допустимой перегрузки. Превышение максимально допустимых значений в течение определённого времени может привести к необратимым изменениям физических и электротехнических свойств оборудования и его преждевременному выходу из эксплуатации.

Подключение объектов генерации к распределительной сети приводит к изменению перетоков мощности. При этом возможно увеличение загрузки электросетевого оборудования в зависимости от точки подключения и установленной мощности энергообъекта.

На практике часто возникают ситуации, когда подключение генерирующего объекта к выбранной точке невозможно или экономически неэффективно в силу отсутствия резерва мощности трансформаторов на ПС, наличия ограничений на прокладку трасс линий электропередачи и др. В таком случае для собственника

генерирующего объекта более выгодным может оказаться реализация мероприятий по усилению существующей распределительной сети, чем выбор другой точки присоединения. Такая ситуация может быть обусловлена множеством факторов. В отношении генерирующих объектов, работающих на базе ВИЭ наиболее часто применим территориальный фактор, обусловленный энергетическим потенциалом места размещения объекта или стоимостью землеотвода.

В любом случае, как со стороны собственника генерирующего объекта, так и со стороны электросетевой компании, принятие конечного решения об СВМ генерирующего объекта необходимо проводить с учётом множества технологических факторов, характеризующих режим работы внешней ЭЭС [50].

Наиболее интересным параметром при анализе существующих регламентов и стандартов на технологическое присоединение распределённой генерации является максимально допустимая мощность для подключения к электрическим сетям среднего напряжения (СН). От конкретного значения установленной мощности зависит объем и сложность технических требований [48], предъявляемых к тем или иным установкам при технологическом присоединении к распределительной электрической сети.

Несмотря на наличие так называемых «граничных условий» по установленной мощности объекта и классу напряжения сети, к которой выполняется технологическое присоединение, для любого вновь вводимого объекта выполняется моделирование потокораспределения для рассматриваемого участка электрической сети независимо от типа, мощности и места подключения генерирующего источника. Обзор зарубежных источников показал, что такая практика характерна для электросетевых компаний в России, Великобритании [51], Новой Зеландии, Австралии [52] и Бельгии [53] – каждая заявка на технологическое присоединение рассматривается индивидуально, при этом выдачу мощности генерирующего объекта необходимо обеспечить в полном объёме в том числе в плановых или аварийных режимах отключения электросетевого оборудования (режимы « $N-1$ »). Режимы « $N-2$ », как правило, не рассматриваются и рассчитываются только при определении управляющих воздействий противоаварийной автоматики.

Подключение объектов генерации на базе ВИЭ: требования к установленной мощности

Если объект малой генерации имеет установленную мощность более 500-1000 кВт его подключение выполняется к электрической сети СН или ВН. В большинстве стран максимальная мощность, которую можно подключить на среднее напряжение, составляет от 6 до 15 МВт для классов напряжения до 35 кВ включительно. Различия в технических требованиях, как правило, обусловлены различиями в классах напряжения и спецификой построения сетей. К примеру, в Канаде достаточно большие мощности собственной генерации можно подключать на классы напряжения 44 и 69 кВ [54]. В Австрии [55], Германии [56], Нидерландах [57], Саудовской Аравии мощность распределённой генерации, подключаемой к сети СН, не ограничивается. Данные о максимально допустимой мощности распределённой генерации при подключении к сети СН представлены на Рисунке 1.2.

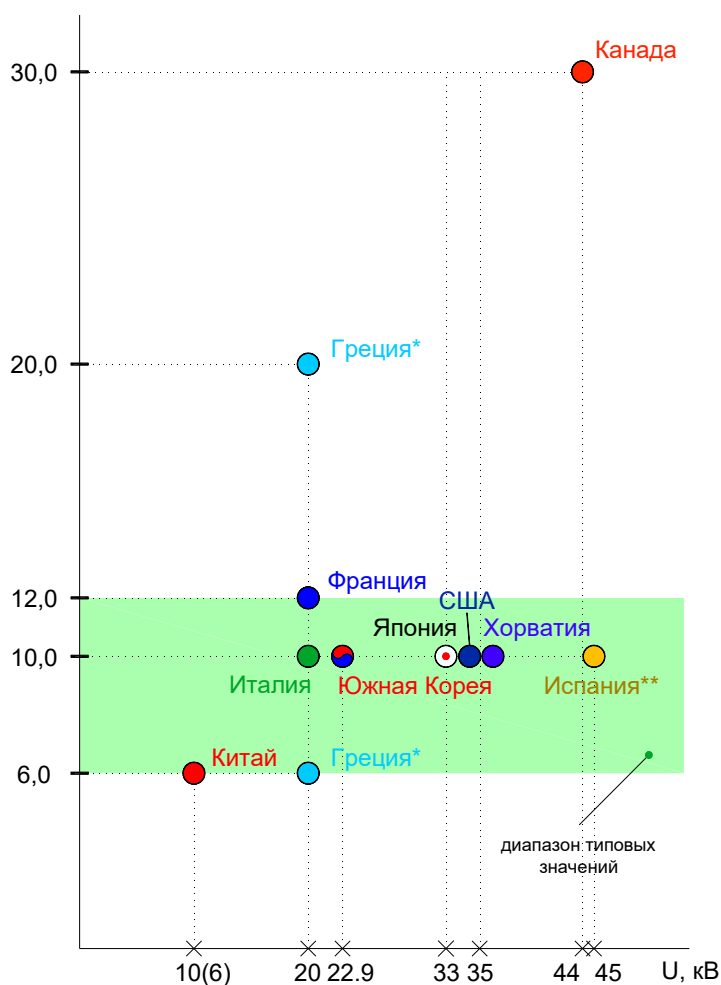


Рисунок 1.2 – Ограничения установленной мощности генерации, МВт

Подключение генерирующих объектов на базе ВИЭ к сетям ВН осуществляется, как правило, при мощности свыше 5 МВт, в среднем – от 10 МВт.

При этом анализ нормативных документов показал, что ограничением по установленной мощности объекта генерации при подключении к сети ВН фактически является сложившаяся схемно-режимная ситуация в прилегающей сети [58]. При этом в различных странах ограничения существенно отличаются друг от друга. Так, в Испании дополнительно подключаемая мощность объектов ВИЭ не должна превышать 50% от располагаемой трансформаторной мощности ВН/СН, в Португалии установленная мощность ограничивается в основном требованиями по обеспечению требуемых уровней токов короткого замыкания.

Подключение объектов генерации на базе ВИЭ: учёт пропускной способности электрической сети

В международной эксплуатационной практике для идентификации максимально допустимой мощности генерирующего объекта, в том числе с использованием ВИЭ, при параллельной работе с сетью применяются ограничения по загрузке электросетевого оборудования – номинальная мощность распределительных трансформаторов СН/НН и ВН/СН, пропускная способность воздушных и кабельных ЛЭП и др. [59].

В Канаде [60], Бельгии [53] максимальная мощность, подключаемая к сети НН, ограничивается мощностью трансформатора $S_{\text{ном}}$, установленного на центре питания СН/НН. Следует отметить, что ограничение реверсивных перетоков в сеть СН и ВН является наиболее часто встречающимся техническим требованием при эксплуатации распределительных систем. Предполагается, что мощность, выдаваемая генерирующим объектом, должна потребляться на том же классе напряжения.

При технологическом присоединении к сети СН ограничение по максимальной установленной мощности меняется в зависимости от пропускной способности сети СН и существующего резерва мощности на центре питания. В качестве максимально допустимой мощности генерирующего объекта зачастую указывается доля в процентах от номинальной мощности трансформатора ВН/СН или длительно допустимой токовой нагрузки (ДДТН) распределительных фидеров СН. При этом в первом случае максимально допустимая мощность генерации для большинства рассмотренных стран находится в диапазоне от 50% до 100% от суммарной трансформаторной мощности $S_{\text{ном}}$ центра питания ВН/СН.

Необходимо отметить, что при подключении объектов генерации с выдачей мощности в сеть СН или ВН анализ схемно-режимной ситуации выполняется с учётом критерия «N-1». Типовым ограничением является допустимость загрузки трансформаторов ВН/СН центра питания. При этом расчёты потокораспределения мощности выполняются для различных характерных режимов, в числе которых в обязательном порядке рассматривается режим минимальных нагрузок и максимальной выработки на электростанциях рассматриваемого района электрической сети, что позволяет оценить возможность возникновения реверсивного перетока мощности во внешнюю сеть ВН. Так, в Испании максимальная установленная мощность объекта распределённой генерации не должна превышать 50% от мощности силовых трансформаторов центра питания ВН/СН, что в режимах «N-1» позволяет избежать перегрузки силового оборудования [61].

В большинстве стран Европы мощность генерации ограничивается величиной порядка 35-45% от номинальной мощности трансформаторов, установленных на ПС. В Южной Корее допускается ввод распределённой генерации с суммарной установленной мощностью до 20% от мощности трансформаторов ВН/СН [59]. Некоторые электросетевые компании допускают кратковременную перегрузку маслонаполненных силовых трансформаторов, если она не приводит к нарушению теплового режима оборудования. При различной номинальной мощности трансформаторов, проверка производится для наиболее тяжелого случая – аварийные перегрузки при отключении одного более мощного трансформатора.

Когда ограничивающим элементом выступают линии электропередачи, максимально допустимая мощность генерации выбирается с учётом класса напряжения электрической сети и нагрузки потребителей, подключенных к рассматриваемому участку сети. В ряде стран, включая ЮАР, Южную Корею, США, установленная мощность генерации ограничивается пропускной способностью линий на уровне величины 15-25% от допустимой токовой нагрузки [59, 62-63]. В Испании подключаемая мощность генерации ограничивается величиной 50 % от пропускной способности электрической сети СН [64].

В зарубежной практике максимальная мощность генерации при подключении к сети СН сильно зависит от режима работы линии. Если рассматриваемый в качестве точки подключения фидер СН помимо выдачи

мощности электростанции и питания электроприемников собственника генерирующего объекта обеспечивает питание других потребителей, максимально допустимая мощность объекта генерации снижается в зависимости от сложившейся схемно-режимной ситуации.

В случае превышения пропускной способности электрической сети в результате подключения генерирующего источника, допускается возможность замены существующего провода на провод большего сечения при условии, что после замены провода механические нагрузки на опоры линии не будут превышать допустимых значений. При этом замена провода, как правило, осуществляется за счёт собственника электростанции. Также при оценке допустимости загрузки сети учитываются ограничения по номинальному току подстанционного оборудования (силовой выключатель, разъединитель, трансформатор тока и др.)

Подключение объектов генерации на базе ВИЭ: влияние на потери мощности в сети

Во многих случаях в качестве дополнительного критерия рассматривается влияние на потери мощности в электрической сети [50]. Сетевыми организациями проводятся дополнительные расчёты электрических режимов, чтобы выявить влияние генерирующего объекта на потери в электрической сети в различных схемно-режимных ситуациях. При этом согласно существующим требованиям объект генерации не должен приводить к росту потерь мощности. С точки зрения распределения потоков мощности в электрической сети подключение генерации вблизи центра питания будет оказывать несущественное влияние на уровень потерь в линиях электропередачи. В тоже время при подключении генерирующих объектов к удалённым точкам фидеров, реверсивный поток мощности может приводить к увеличению потерь. Описанные в данном разделе критерии и их классификация представлены на Рисунке 1.3.

Подключение объектов генерации на базе ВИЭ: обобщение технических требований и международный опыт

Основные результаты анализа нормативно-технических требований, сгруппированные по основным критериям с учетом обоснования, представлены в Таблице 1.3.

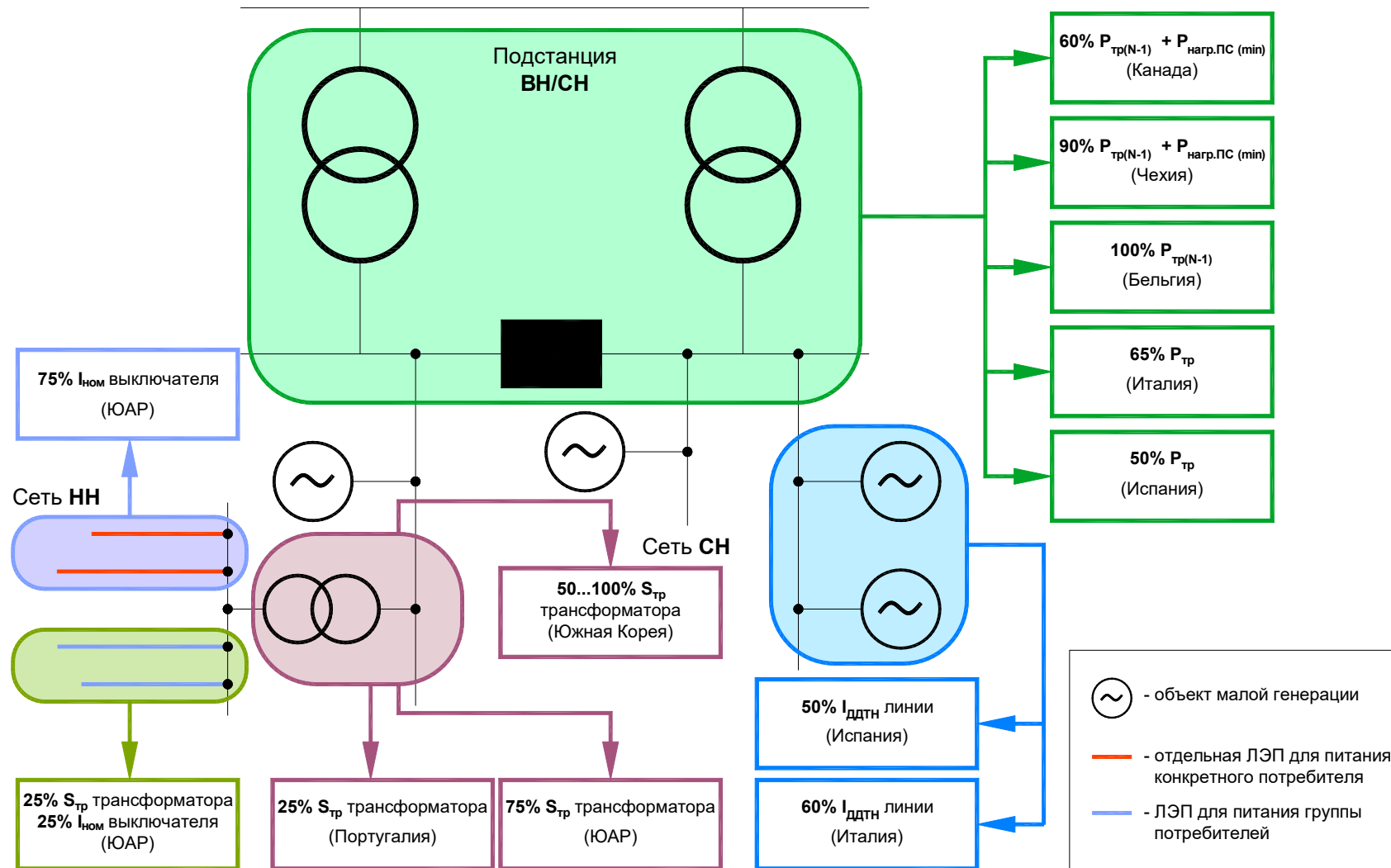


Рисунок 1.3 – Ограничение установленной мощности генерации при технологическом присоединении к распределительной сети

Самым проработанным на сегодняшний день стандартом на подключение малой генерации является международный стандарт американского происхождения IEEE 1547, состоящий из восьми частей [65]. Первые четыре схожи, по сути, с Правилами устройства электроустановок. Остальные части включают руководство по проектированию установок собственной генерации, а также научно-технические приложения для исследований влияния малой генерации на энергосистему.

IEEE 1547 содержит подробное описание технологических проблем внедрения генерации малой мощности, в том числе на базе ВИЭ, в энергосистему и носит скорее научно-технический характер, чем инженерный. Стандарт задает типовую структуру выполнения проектов и различной деятельности в области собственной генерации, в которую вписываются национальные стандарты с конкретными характеристиками и численными значениями. Следует отметить, что стандарт не является обязательным даже в США, а наиболее широко используется в соседней Канаде [49].

Таблица 1.3 – Технические требования и причинно-следственные связи

№	Характеристика		Обоснование
1.	Режим работы генерирующего объекта	Параллельно	Выдача располагаемой мощности, участие в рынке электроэнергии и мощности; стратегия развития энергетики ЕС до 2020, 2050 гг.
		Изолированно	Вынужденная работа в удаленных районах; частная собственность
2.	Напряжение	ВН, СН, НН	Исторически сложившиеся характеристики электрической сети разных стран
	Топология сети		
	Режим нейтрали		
3.	Координируемый уровень ТКЗ	ВН, СН, НН	Схемно-режимные условия, техническая политика сетевых компаний и системного оператора
4.	Максимальная установленная мощность объекта	НН, однофазный	Государственная политика поддержки использования ВИЭ
		НН, трехфазный	Государственная политика поддержки бытовых потребителей и малого бизнеса
		СН, ВН, трехфазный	Государственная политика стимулирования, международные экологические соглашения
5.	Коэффициент мощности	Мин. индуктивный, Мин. ёмкостный	Правила проектирования, расчет падения напряжения
6.	Требования к качеству электроэнергии	Скорость изменения напряжения; макс. уровень гармоник	IEC 50160, IEC 61000, IEEE 519
7.	Релейная защита и автоматика	НН СН	ENS; исторически сложившиеся принципы проектирования релейной защиты
8.	Прочие требования	Регулирование частоты и мощности	Обеспечение требований к режиму работы электроэнергетической системы с высокой долей ВИЭ в структуре генерирующих мощностей

Выводы по главе 1

Главной задачей электроэнергетической системы является надежное обеспечение потребителей электрической энергией. Динамика изменения электрической нагрузки, обусловленная процессами социально-экономического развития регионов, устанавливает необходимость своевременного решения задачи эффективного развития топливно-энергетического комплекса.

Конечным результатом планирования развития в электроэнергетике являются конкретные инвестиционные программы субъектов отрасли, участвующих в покрытии прогнозируемого спроса на электроэнергию и мощность. Особым видом энергоресурсов, рассматриваемым на сегодняшний день, являются генерирующие объекты на базе ВИЭ, призванные обеспечить улучшение показателей инновационного развития ТЭК, экологические показатели функционирования ЕЭС России, диверсификацию топливных балансов, и, как следствие, повышение энергетической безопасности РФ.

Учитывая темпы развития возобновляемой энергетики, а также стратегические цели ТЭК России, задача оптимального размещения генерирующих источников на базе ВИЭ в региональных ЭЭС является актуальной. В процессе оптимизации размещения, мощности и типа генерирующей установки с учетом основных требований к разделам схем и программ развития электроэнергетики субъектов России целесообразно учитывать следующие факторы:

- свойства рассматриваемой ЭЭС;
- технологические ограничения прилегающей электрической сети;
- энергетический потенциал возобновляемых энергоресурсов;
- экономические аспекты развития генерации на базе ВИЭ;
- экологические факторы.

2 МОДЕЛЬ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

2.1 Постановка задачи оптимального размещения генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии

Прежде чем перейти к описанию постановки задачи оптимизации размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ в региональных ЭЭС, необходимо кратко сформулировать основные организационные, нормативные, технологические, региональные условия, определяющие развитие возобновляемой и нетрадиционной энергетики.

Как было отмечено ранее, несмотря на то, что общая доля в структуре генерирующих мощностей для ФЭС и других генерирующих источников на базе ВИЭ мала, динамика вводов новых генерирующих объектов на базе ВИЭ остается положительной и демонстрирует ежегодный рост, что в большей степени проявляется с 2013 г., когда была впервые внедрена система тендеров на получение государственного стимулирования проектов в области ВИЭ. Также быстрыми темпами растет полезный отпуск электрической энергии от генерирующих объектов ВИЭ в прилегающую ЭЭС [66].

Организационные и отраслевые особенности задачи

С экономической точки зрения можно выделить несколько основных бизнес-моделей, которые определяют круг заинтересованных сторон, задействованных в процессах стратегического планирования развития ЭЭС с точки зрения территориального размещения объектов генерации на базе ВИЭ:

1. Регулируемые модели, которые определены существующими нормативно-правовыми актами в области электроэнергетики и дают возможность инвестору получить государственную поддержку с использованием механизмов рынка электрической энергии:

- Оптовый рынок электрической энергии и мощности.

Описание: собственник генерирующего объекта на базе ВИЭ участвует в конкурсе на право заключения договора на поставку мощности (ДПМ ВИЭ), условия которого определены Постановлением Правительства Российской Федерации №449 [45]. После завершения строительства данные генерирующие объекты подключаются к электрической сети ЕЭС России, как правило на классе напряжения 110 кВ и выше и осуществляют выдачу

мощности с целью продажи на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Нижняя граница установленной мощности объекта генерации составляет 5 МВт. В рамках ДПМ ВИЭ собственники получают ежемесячную плату за мощность, удельные величины которой регулируются соответствующими нормативными документами.

Основные заинтересованные стороны:

- Собственник генерирующего объекта на базе ВИЭ. Заинтересован в снижении стоимости технологического присоединения, землеотвода и др. расходов, связанных с реализацией СВМ электростанции, увеличении полезного отпуска электрической энергии с шин станции во внешнюю сеть, получении финансовой поддержки от вспомогательных механизмов, существующих в отрасли.

- Электросетевая компания. Заинтересована в увеличении объемов транспорта электрической энергии по своим распределительным сетям, разгрузке трансформаторных мощностей на центрах питания с целью формирования резерва мощности на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей, снижении отчетных потерь электрической энергии.

- Органы власти. Заинтересованы в обеспечении выполнения программ перспективного развития электроэнергетики, а также в реализации государственной политики в области применения нетрадиционных и возобновляемых энергоресурсов, устанавливают обязательные объемы по вводу генерирующих мощностей и производству электрической энергии на объектах ВИЭ.

- Субъект оперативно-диспетчерского управления. Заинтересован в обеспечении надежности функционирования ЭЭС, сбалансированного перспективного развития ЭЭС России, технологическом обеспечении механизмов оптового и розничного рынков электроэнергии.

- Розничный рынок электрической энергии и мощности.

Описание: собственник генерирующего объекта на базе ВИЭ участвует в конкурсе на право заключения договора на строительство объекта генерации, функционирующего на основе ВИЭ. Организационная процедура реализации механизма поддержки ВИЭ на розничном рынке изложена в Постановлении Правительства Российской Федерации №47 [47]. Основа механизма поддержки строительства генерирующих объектов на базе ВИЭ заключается в том, что сетевые организации обязуются в приоритетном порядке закупать электрическую энергию, производимую на объектах ВИЭ

для компенсации потерь мощности по фиксированной цене. Установленная мощность таких электрических станций не должна превышать 25 МВт.

Основные заинтересованные стороны:

- Собственник генерирующего объекта на базе ВИЭ. Заинтересован в снижении стоимости технологического присоединения, землеотвода и др. расходов, связанных с реализацией СВМ электростанции, увеличении полезного отпуска электрической энергии с шин станции во внешнюю сеть, получении финансовой поддержки от вспомогательных механизмов, существующих в отрасли.

- Электросетевая компания. Заинтересована в увеличении объемов транспорта электрической энергии по своим распределительным сетям, разгрузке трансформаторных мощностей на центрах питания с целью формирования резерва мощности на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей, снижении отчетных потерь электрической энергии.

- Органы власти. Заинтересованы в обеспечении выполнения программ перспективного развития электроэнергетики, а также в реализации государственной политики в области применения нетрадиционных и возобновляемых энергоресурсов, устанавливают обязательные объемы по вводу генерирующих мощностей и производству электрической энергии на объектах ВИЭ.

2. Также возможна реализация самокупаемых бизнес-моделей, когда для реализации проекта привлекается частный инвестиционный капитал. В качестве примеров можно привести промышленных потребителей, которые планируют снизить затраты на энергообеспечение собственных производственных площадок за счет создания локальных объектов генерации.

Таким образом, задача оптимального территориального размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ лежит в плоскости интересов множества субъектов электроэнергетики и в общем виде формулируется следующим образом: в границах региональной энергосистемы с учетом территориального энергетического потенциала необходимо определить оптимальные места размещения объектов ВИЭ, экономически целесообразный тип и максимальную мощность генерирующего объекта, обеспечивающего выдачу полной мощности в нормальной и основных ремонтных схемах ЭЭС с учетом ограничений существующей электрической сети, а также наименьшее воздействие на экологию территории размещения генерирующего объекта.

Обоснование метода оценки вариантов размещения генерации

Как было представлено в предыдущем разделе, задача территориального размещения генерирующих объектов на основе ВИЭ затрагивает множество субъектов энергетики, следовательно, данную задачу целесообразно отнести к классу многофакторных задач принятия решений в сложных информационных условиях. Даже при известных критериях выбора, зачастую лицо принимающее решение отдает предпочтение какому-либо варианту на основании собственного видения целесообразности различных критериев, что приводит к неучету ряда факторов, существенных с точки зрения условий внедрения того или иного варианта.

Таким образом, на сегодняшний день требуется создание формализованных алгоритмов, применение которых будет способствовать повышению эффективности принятия решений в отношении развития генерирующих мощностей за счет более глубокого и всестороннего учета влияющих факторов.

Прежде чем перейти к описанию модели выбора оптимальных вариантов развития генерирующих мощностей на основе ВИЭ, целесообразно обратить внимание на работы в области многокритериального выбора решений, в частности в отношении проблемы развития генерирующих мощностей. Авторами [19] перечислены основные характеристики интересов субъектов электроэнергетики и подробно рассмотрены группы критериев, включающие в себя экономические критерии, социальные критерии, надежность электроснабжения, качество электрической энергии и другие. Тем самым, авторы подчеркивают многосубъектную природу задачи развития генерирующих мощностей в ЭЭС и вводят понятие многокритериального анализа, выделяя уровни сопоставимости для различных критериев. В работе рассмотрен метод скаляризации группы критериев как средства их количественного сопоставления, принцип Парето, применимый в случае невозможности количественного и качественного сравнения вариантов исхода для рассматриваемой задачи.

В работе [67] акцент сделан на необходимости учета большого числа трудно формализуемых критериев в задаче планирования развития энергосистем. В заключение отмечена целесообразность построения множества Парето, а также применения методов свертки критериев для решения задач оптимизации с одним скалярным целевым критерием.

Отдельного внимания заслуживают работы в области применения теории полезности для оценки сценариев развития ЭЭС [68,69]. Методология многокритериального анализа решений в сфере стратегического развития ЭЭС состоит в построении матриц оценок вариантов по соответствующим критериям с последующим выбором вариантов на основании значений многокритериальных функций полезности. Основы применения теории полезности для принятия согласованных решений изложены в трудах Кини Р.Л. [70], работах Моргенштерна и фон Неймана [71], Питера Фишберна [72].

Известным инструментом реализации системного анализа в отношении сложных многофакторных проблем принятия решений является метод анализа иерархий, предложенный Томасом Саати [73]. Методологической основой решения проблемы выбора является ее представление в форме иерархической структуры, где высшим уровнем иерархии является цель (целевая функция), следующий уровень иерархии составляют критерии оценки вариантов, а низший уровень иерархии определяется множеством вариантов решений рассматриваемой проблемы. Выбор оптимального решения реализуется на основе специальных процедур обработки матриц попарного сравнения, где варианты решения проблемы (в нашем случае проблемы размещения генерирующих объектов) сравниваются попарно относительно критериев, а критерии сопоставляются попарно относительно целевой функции. Для оценки компонент матрицы попарных сравнений традиционно используется равномерная шкала Саати от 1 до 9 баллов.

Безусловно, существующие методы многокритериального анализа имеют свои преимущества и недостатки. Преимуществом процедуры скаляризации целевого критерия для решения сложных многокритериальных и многопараметрических задач, в первую очередь является простота реализации. К недостаткам данного метода можно отнести невозможность сравнения между собой критериев, имеющих разную природу или относящихся к разным уровням иерархии системы. В иерархических системах критерии оценки вариантов, как правило, агрегированы в подмножества (блоки). При этом критерии других подмножеств могут оказывать влияние на итоговую оценку вариантов по другим критериям и по каждому блоку в отдельности [74]. В методах скаляризации целевого критерия не представляется возможным восстановить исходные значения критериев по

результатирующему агрегированному критерию (целевой функции). Аналогичный недостаток можно отнести к подходам, основанным на использовании функции полезности.

Применение множества Парето на практике может быть затруднительным в случае большого числа критериев или равно-оптимальных планов, что в свою очередь дополнительно требует разработки системы правил и рекомендаций для лица, принимающего решение, то есть фактически требует формализации стадии принятия решения [75].

В отношении метода анализа иерархий в классической постановке известны практические доказательства о его несостоятельности в случае оценивания предпочтений в результате обработки матриц попарного сравнения для аддитивных функций полезности [76]. Более того, учитывая, что метод анализа иерархий, в рамках проведения процедуры экспертных оценок предполагает под собой сравнение только пары объектов, это может привести к нарушению принципа транзитивности экспертных суждений [77]. К примеру, если фотоэлектрическая электростанция эффективнее ветропарка, а ветропарк эффективнее многотопливной установки, то логично утверждение о том, что фотоэлектрическая электростанция эффективнее многотопливной установки (принцип транзитивности суждений). Однако, при проведении попарных сравнений большого числа вариантов при помощи экспертных оценок, принцип транзитивности может быть нарушен, поскольку на каждом шаге экспертом рассматривается только пара вариантов.

В целом следует отметить, что нахождение наилучшего решения многофакторной или многопараметрической задачи большой размерности возможно только для хорошо структурированных задач [78]. Как отмечается в трудах открытого семинара «Экономические проблемы энергетического комплекса» Российской академии наук, на сегодняшний день модели развития генерирующих мощностей идут по пути увеличения точности оценки режимов работы ЭЭС с целью учета соответствующих технологических ограничений и получения технически и экономически обоснованных вариантов развития [18], что неизбежно приводит к усложнению соответствующих математических моделей и подходов. На практике, для сложно-интегрированных систем, к числу которых относятся в том числе и объекты производства электрической энергии в составе крупных ЭЭС, невозможно разработать полностью формализованные подходы. Поэтому современные

исследования в области создания систем поддержки принятия решений идут по пути создания гибких интеллектуальных систем, позволяющих формализовать интеллектуальную деятельность человека, в частности создать вычислительные инструменты, позволяющие оперировать качественными категориями для анализа количественных показателей работы технических систем и выполнять интерпретацию полученных качественных оценок в количественные с целью повышения прозрачности и эффективности процесса принятия решений [79].

В задаче оптимального размещения генерирующих мощностей на основе ВИЭ в отношении разработки системы оценки полезности вариантов строительства объектов генерации автор диссертационного исследования исходил из следующих основных принципов:

1. Системный подход, характеризующий связность объекта исследования (генерирующий объект на основе ВИЭ) с множеством смежных систем, в частности – с энергосистемой, рыночной системой, ресурсной системой территориальных объединений и др.

2. Иерархичность процесса оценки полезности вариантов размещения генерации на основе ВИЭ, обусловленная необходимостью выделения цели и отдельных групп параметров, характеризующих связность объекта.

3. Интерпретируемость полученного результата, заключающаяся в возможности перехода от качественных оценок полезности вариантов к количественным характеристикам отдельных параметров.

В основе предложенного автором подхода лежит метод анализа иерархий. Сравнение отдельных вариантов между собой осуществляется с использованием шкалы субъективных суждений о полезности реализации различных вариантов развития генерации на основе ВИЭ (равномерная шкала Саати). В предложенной реализации метода анализа иерархий предлагается осуществлять сравнение вариантов с эталонным (нулевым) сценарием – отсутствием какого-либо развития, или иными словами – существующим состоянием ЭЭС (частный случай метода Саати по Стивенсу [80]). Представленная модификация метода анализа иерархий отвечает логико-структурной организации задач стратегического развития ЭЭС, где всякое изменение структуры и/или состава оборудования рассматривается относительно исходного состояния, и позволяет избежать построения матриц попарного сравнения вариантов, поскольку каждому варианту развития

соответствует оценка уровня полезности как по отдельным группам параметров, так и в целом для объекта исследования.

Далее представлено подробное описание модели системы, реализующей решение задачи оптимального размещения генерирующих мощностей ВИЭ на базе карт географического и технологического районирования ЭЭС.

Описание метода оценки вариантов размещения генерации ВИЭ

В представленной в диссертационной работе постановке задачи выбор оптимального типа генерирующего объекта выполняется между фотоэлектростанциями, ветроэнергетическими установками и многотопливными установками на базе газопоршневого агрегата.

Для построения модели используются следующие исходные данные:

- Данные схем и программ развития ТЭК региона, в т.ч. [36]:
 - общая характеристика районов ЭЭС;
 - структура и состав установленной мощности электростанций;
 - динамика и прогноз потребления электроэнергии и мощности;
 - карта и схема электрических сетей 110 кВ и выше;
 - ввод/вывод из эксплуатации генерирующего оборудования;
 - целевой показатель развития ВИЭ, % (МВт) [44].
- Данные о загрузке электрической сети в регионе, в т.ч. [36]:
 - мощность трансформаторов центров питания (ЦП), МВА;
 - загрузка ПС по данным контрольных замеров;
 - пропускная способность связей 110-220 кВ, МВт.
- Данные об энергетическом потенциале ВИЭ, в т.ч. [81]:
 - средняя за период энергия солнечного излучения, кВт·ч/м² [82];
 - преобладающий тип ландшафта и растительности;
 - карта среднегодовой скорости ветра, м/с [83];
 - объемы отходов лесной промышленности, млн. м³ [84].
- Технические и стоимостные характеристики объектов ВИЭ, в т.ч.:
 - удельная стоимость 1 кВт установленной мощности, руб./кВт [85-86];
 - стоимость техприсоединения в зависимости от $U_{ном}$, о.е. [87];
 - среднегодовая стоимость обслуживания в зависимости от типа, руб./год [85-86].

Карты географического и технологического районирования представляют собой основу процесса оптимизации размещения

генерирующих объектов на базе ВИЭ [88]. Одним из главных преимуществ картографической формы исходных данных является привязка к координатной сетке – широта, x , и долгота, y . В качестве примера на Рис. 1 представлена карта-схема солнечного излучения в координатах Северная широта, x , Восточная долгота, y и упрощенная карта-схема распределительной электрической сети 110 кВ и выше, связывающая между собой районы региональной энергосистемы.

Таким образом, для решения задачи оптимизации размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ с привязкой к координатной сетке рассматриваемой территории формируются следующие слои:

- карта солнечного излучения;
- карта скорости ветра с учетом типа ландшафта и растительности;
- карта размещения базовых предприятий лесной промышленности;
- карта-схема и расчетная модель установившегося режима (УР) распределительных электрических сетей 110 кВ и выше, связывающих отдельные энергорайоны с привязкой к фактическому размещению и загрузке основных ЦП 110 кВ и существующих объектов генерации.

В диссертационном исследовании автор ориентируется на целесообразность реализации тех или иных вариантов генерации на основе ВИЭ в региональных ЭЭС. Однако, с точки зрения применимости, в технических системах большее распространение получил термин «полезность», предложенный Питером Фишберном в теории полезности для принятия решений [89].

В качестве метода, позволяющего качественно и количественно оценить полезность установки генерирующего объекта, функционирующего на основе ВИЭ, выбран метод иерархий, позволяющий проводить сравнительную оценку вариантов по следующим группам параметров [90]:

- группа технических параметров;
- группа экономических параметров;
- группа экологических параметров.

Система оценки степени полезности решений основана на равномерной шкале Саати от 1 до 9 баллов, где 1 соответствует абсолютной полезности, а 9 – ее отсутствию по всем группам параметров. Оценки полезности возможных решений представлены в Таблице 2.1.

Отнесение объекта j по рассматриваемому параметру i к тому или иному состоянию определяется соотношением между значениями параметра Y_{ji}^t к пороговым значениям [90]. Такие преобразования выполняются по правилам, описанным в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Классификация решений по степени полезности

Обозначение уровня оценки	Соотношение нормализованных значений параметров и их пороговых уровней	Оценка полезности b_{ij}
Максимальная полезность (МП)	$Y_{ji}^H = 0$ и $Y_{ji}^t \neq Y_{ОП-1,ji}$	1
Объективная полезность 1 уровня (ОП-1)	$0 < Y_{ji}^H < Y_{ОП-2,ji}^H$	2
Объективная полезность 2 уровня (ОП-2)	$Y_{ОП-2,ji}^H \leq Y_{ji}^H < Y_{ОП-3,ji}^H$	3
Объективная полезность 3 уровня (ОП-3)	$Y_{ОП-3,ji}^H \leq Y_{ji}^H < Y_{КП,ji}^H$	4
Компромиссная полезность (КП)	$Y_{КП,ji}^H \leq Y_{ji}^H < 1$	5
Субъективная полезность 1 уровня (СП-1)	$1 \leq Y_{ji}^H < Y_{СП-2,ji}^H$	6
Субъективная полезность 2 уровня (СП-2)	$Y_{СП-2,ji}^H \leq Y_{ji}^H < Y_{СП-3,ji}^H$	7
Субъективная полезность 3 уровня (СП-3)	$Y_{СП-3,ji}^H \leq Y_{ji}^H < Y_{НП,ji}^H$	8
Нулевая полезность (НП)	$Y_{ji}^H \geq Y_{НП,ji}^H$	9

Группа технических параметров

1. Выдача располагаемой мощности $(\alpha_{\text{вм}})_j$. Параметр принимает значение 0 в отношении объекта $j(x, y)$, предполагаемого к установке в рассматриваемом районе, ограниченном координатами $[x, y]$, $[x + \Delta x, y + \Delta y]$ если ток любой линии электропередачи I_{mk} , подключенной к ЦП $k(x, y)$, расположенному в пределах множества координат рассматриваемого района $x \in [x, x + \Delta x]$, $y \in [y, y + \Delta y]$, в режиме $N - 1$ не превышает величину допустимого значения $I_{\text{ддтн } mk}$; значение 1 – если ток любой линии электропередачи I_{mk} превышает длительно допустимое значение, но меньше

аварийно-допустимого $I_{\text{АДТН } mk}$; в противном случае $(\alpha_{\text{вм}})_j$ определяется отношением $I_{mk}/I_{\text{АДТН } mk}$.

$$(\alpha_{\text{вм}})_j = \begin{cases} 0, & \text{если } (I_{mk}/I_{\text{ДДТН } mk}) \leq 1; \\ 1, & \text{если } 1 < (I_{mk}/I_{\text{ДДТН } mk}) \leq (I_{\text{АДТН } mk}/I_{\text{ДДТН } mk}) \quad \forall k, m \in j(x, y); \\ (I_{mk}/I_{\text{АДТН } mk}), & \text{если } I_{mk} > I_{\text{АДТН } mk}. \end{cases} \quad (2.1)$$

2. Ограничение мощности ЦП $(\alpha_{\text{цп}})_j$. Параметр принимает значение 0 в отношении объекта $j(x, y)$, если обеспечивается ограничение по трансформаторной мощности ЦП $k(x, y)$. В ином случае $(\alpha_{\text{цп}})_j$ определяется отношением $P_{\text{уст } j}$ к $P_{\text{цп } k}$.

$$(\alpha_{\text{pc}})_j = \begin{cases} 0, & \text{если } (P_{\text{уст } j}/P_{\text{цп } k}) \leq 1; \\ (P_{\text{уст } j}/P_{\text{цп } k}), & \text{если } (P_{\text{уст } j}/P_{\text{цп } k}) > 1. \end{cases} \quad (2.2)$$

3. Обеспечение требуемого уровня напряжения в сети $(\alpha_U)_j$. Параметр принимает значение 0, если в результате расчета УР с подключенным объектом генерации $j(x, y)$ отклонение напряжений на шинах ЦП $k(x, y)$ электрической сети составляет более 5% от номинального значения, если менее 5% – 1.

$$(\alpha_U)_j = \begin{cases} 0, & \text{если } \Delta U_k > \pm 5\%; \\ 1, & \text{если } \Delta U_k \leq \pm 5\%. \end{cases} \quad (2.3)$$

4. Влияние на потери активной мощности $(\alpha_{\Delta P})_j$. Параметр определяется отношением суммарных потерь мощности в схеме с объектом генерации

$$\sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \Delta P_{\text{лин } mkj} \text{ и в исходной схеме } \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M \Delta P_{\text{лин } mk0} :$$

$$(\alpha_{\Delta P})_j = \begin{cases} \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M (\Delta P_{\text{лин } mkj}/\Delta P_{\text{лин } mk0}), & \text{если } \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M (\Delta P_{\text{лин } mkj}/\Delta P_{\text{лин } mk0}) < 1; \\ 1, & \text{если } \sum_{k=1}^K \sum_{m=1}^M (\Delta P_{\text{лин } mkj}/\Delta P_{\text{лин } mk0}) \geq 1. \end{cases} \quad (2.4)$$

5. Динамика изменения нагрузки энергорайона $(\alpha_{\text{нагр}})_j$. Параметр определяется на основе оценки динамики прироста нагрузки рассматриваемого энергорайона [36], и характеризует перспективу снижения

резервов пропускной способности линий электропередачи и резервов мощности ЦП. Определяется как отношение потребления мощности в существующей схеме к умеренно-оптимистичному прогнозу потребления на 5 лет вперед согласно программе развития электрических сетей рассматриваемой территории:

$$(\alpha_{\text{деф}})_j = \begin{cases} 0, & \text{если } \sum_{k=1}^K (P_{\text{нагр } t+5k} / P_{\text{нагр } t0k}) > (1 + \delta)^{t+5}; \\ 1, & \text{если } 1 \leq \sum_{k=1}^K (P_{\text{нагр } t+5k} / P_{\text{нагр } t0k}) < (1 + \delta)^{t+5}; \\ \left[\sum_{k=1}^K (P_{\text{нагр } t+5k} / P_{\text{нагр } t0k}) \right]^{-1}, & \text{если } \sum_{k=1}^K (P_{\text{нагр } t+5k} / P_{\text{нагр } t0k}) < 1. \end{cases} \quad (2.5)$$

где δ - показатель естественного прироста нагрузки по энергосистеме, %.

6. Диспетчеризация и автоматизация управления $(\alpha_{\text{ду}})_j$. Параметр принимает значение 0 при наличии возможности оперативно-диспетчерского управления объектом генерации $j(x, y)$ и 1 – в случае её отсутствия. Определяется в зависимости от установленной мощности объекта генерации на основании технических требований при технологическом присоединении.

$$(\alpha_{\text{ду}})_j = \begin{cases} 0, & \text{при } P_{\text{уст } j} > 25 \text{ МВт}; \\ 0.5, & \text{при } 5 \text{ МВт} < P_{\text{уст } j} < 25 \text{ МВт}; \\ 1, & \text{при } P_{\text{уст } j} < 5 \text{ МВт}. \end{cases} \quad (2.6)$$

а. Группа экономических параметров

1. Капиталовложения $(\gamma_{\text{к}})_j$. Параметр представляет собой оценку удельных капиталовложений в строительство объекта генерации $j(x, y)$, определенную на основе усредненных стоимостных показателей строительства объектов генерации и определяется соотношением:

$$(\gamma_{\text{к}})_j = k_{\text{уд } j} / \overline{k_{\text{уд } j}}. \quad (2.7)$$

2. Стоимость технологического присоединения $(\gamma_{\text{тп}})_j$. Оценка по данному параметру выполнена на основе укрупненных стоимостных показателей строительства электросетевых объектов 35-750 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» [87] (см. Рисунок 2.1). Параметр определяется дискретным значением капиталовложений в распределительное устройство ВН объекта генерации

$j(x, y)$ в зависимости от установленной мощности и класса напряжения электрической сети и рассчитывается следующим образом:

$$(\gamma_{\text{тп}})_j = 1 - 1/k_{\text{тп } j \text{ о.е.}} \quad (2.8)$$

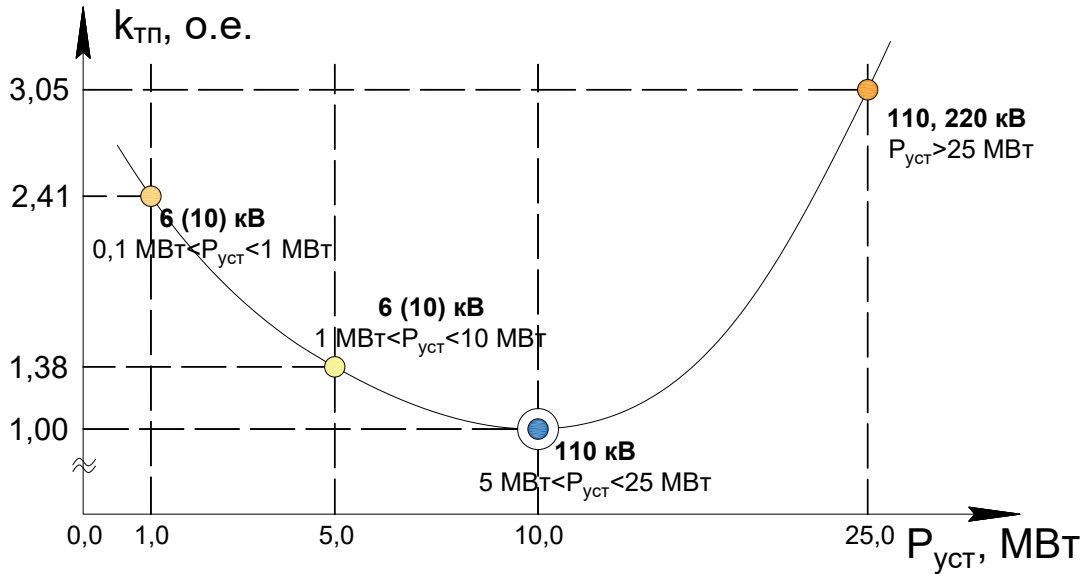


Рисунок 2.1 – Определение удельной стоимости технологического присоединения объекта генерации на базе ВИЭ

3. Срок окупаемости $(\gamma_{\text{со}})_j$. Параметр оценивает период времени возврата первоначальных капиталовложений в строительство генерирующего объекта $j(x, y)$ на базе ВИЭ и принимает значение $(T_{\text{со}}/15 - 1)$ в случае, если срок окупаемости превышает 15 лет, в противном случае – 0. Рассчитывается на основе следующих исходных данных:

- оценка выработки электрической энергии для заданного типа генерирующего источника с учетом расчетного КИУМ;
- возможности использования механизмов государственной поддержки в рамках оптового и розничного рынков электрической энергии [45,47];
- требуемые капиталовложения и затраты на обслуживание и эксплуатацию объекта генерации на базе ВИЭ;
- оценки необходимой площади отвода земли и ее кадастровой стоимости в зависимости от места размещения объекта [91].

$$(\gamma_{\text{со}})_j = \begin{cases} 0, & \text{если } T_{\text{со}} = f(\text{КИУМ}_j, P_{\text{уст } j}, k_j, \text{и}_j, \delta_{\text{РЭМ}}) \leq 15 \\ (T_{\text{со}}/15 - 1), & \text{если } T_{\text{со}} = f(\text{КИУМ}_j, P_{\text{уст } j}, k_j, \text{и}_j, \delta_{\text{РЭМ}}) > 15 \end{cases} \quad (2.9)$$

б. Группа экологических параметров

1. Шум и вибрация $(\varepsilon_{ШВ})_j$. Параметр определяется в зависимости от типа генерирующей установки $j(x, y)$ и принимает значение 0 при отсутствии подвижных конструктивных элементов генерирующего оборудования, 1 – в противном случае.

2. Выбросы вредных веществ $(\varepsilon_{ВВ})_j$. Параметр определяется на основании оценки сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в тыс. тонн, принимает значение 1 при в случае увеличения выбросов вредных веществ, 0 – в противном случае.

После определения оценок по отдельным параметрам для объекта j , формируется оценка по группе параметров n в баллах, которая вычисляется как средневзвешенная нормализованная оценка, где в качестве весов выступают балльные оценки состояния по каждой группе параметров.

$$C_{nj} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{nj}} b_{ji} Y_{ji}^H}{\sum_{i=1}^{N_{nj}} b_{ji}} \quad (2.10)$$

Аналогично (10) после определения балльных оценок по группам параметров b_{jn} в соответствии с предложенной шкалой (см. Таблицу 2.1) формируется итоговая оценка вариантов реализации проектов ВИЭ в баллах. В рамках решения задачи поиска оптимального плана размещения генерирующих мощностей на базе ВИЭ с применением математического аппарата генетических алгоритмов выполняется поиск минимального значения функции:

$$Z_j = \frac{\sum_{n=1}^{N_n} b_{jn} C_{nj}}{\sum_{n=1}^{N_n} b_{jn}} \rightarrow \min [\text{балл}] \quad (2.11)$$

2.2 Генетический алгоритм поиска оптимальных решений по размещению объектов генерации на базе возобновляемых источников энергии

В последние годы в прикладной математике, также, как и в задачах оптимизации функционирования кибернетических систем, наметилась тенденция применения биоинспирированных подходов [92]. Ключевой особенностью данной тенденции является воспроизведение эволюционных процессов природы в технических системах. Одним из наиболее популярных биоинспирированных методов является генетический алгоритм (ГА). Следует отметить, что наименование «генетический алгоритм» представляет собой целый класс методов, основанный на механизмах естественной эволюции,

которые отличаются между собой принципами реализации базовых эволюционных функций, типами входных переменных, способами обработки данных и представления результатов и др. Среди основных отличий ГА от прочих оптимизационных методов, широко представленных в научной литературе [93], следует отметить следующие:

- ГА работают с закодированными входными параметрами, что упрощает математическую реализацию базовых генетических операторов – скрещивания, мутации и др.;

- ГА всегда работает с множеством потенциальных решений поставленной задачи (популяцией), что повышает его эффективность для решения многоэкстремальных задач;

- ГА используют значение целевой функции (функции приспособленности) для оценки эффективности возможных вариантов решения оптимизационной задачи, в то время как многие традиционные алгоритмы основаны на оценке приращений целевой функции;

- ГА основаны на применении вероятностных, а не детерминированных принципах решения оптимизационных задач.

Следует отметить ряд сложностей при решении оптимизационных проблем с использованием генетических алгоритмов [94]:

1. При работе ГА зачастую сходится в точке локального оптимума, которая может быть далека от глобального.

2. Для минимизации вычислительных и временных затрат при работе генетического алгоритма требуется определить оптимальный размер популяции, что может быть затруднительно для задач большой размерности.

3. ГА относят к разделу методов случайного поиска, что не может гарантировать получение глобального оптимального решения для ряда задач.

Многие их представленных выше недостатков устраняются путем корректной настройки процесса оптимизации, подбора корректных значений вероятности мутации, кроссинговера, эффективного способа кодирования хромосом, структуры и способа вычисления функции приспособленности. Более того, на сегодняшний день существуют алгоритмы управления процессом генетического поиска, что также позволяет рассматривать генетические алгоритмы в качестве эффективного инструмента решения задачи размещения генерирующих объектов на основе ВИЭ.

В работе далее представлен ряд публикаций, в которых генетические алгоритмы приняты за основу решения задачи выбора местоположения и мощности генерирующих объектов на базе ВИЭ в электрической сети. В числе других математических подходов применяются аналитические методы, методы линейной и нелинейной оптимизации.

Кашем и др. [95] разработали аналитический подход для определения оптимальной мощности генерации на основе анализа чувствительности потерь мощности. Их подход был основан на критерии минимизации потерь мощности в распределительной сети. Предложенный метод был апробирован на распределительной сети австралийского острова Тасмания. Тем не менее, предложенный метод предполагает равномерное распределение нагрузки вдоль фидера радиальной распределительной системы. Также предполагается, что все нагрузки имеют одинаковый коэффициент мощности. Данные факторы ограничивают применение предложенного авторами метода для практических целей.

Граффин и др. [96] использовали аналитический подход для выбора оптимального местоположения генерации для случая равномерно распределённой нагрузки и равномерно возрастающей нагрузки. Авторами рассмотрен критерий снижения потерь мощности в распределительной сети. Одним из ключевых для данного исследования является следующий вывод: оптимальное местоположение генерации в значительной степени зависит от типа распределения нагрузки вдоль фидера. Для равномерно распределенной нагрузки, значительного снижения потерь мощности можно достигнуть при размещении генерирующего источника в центре линии. Для равномерно увеличивающейся нагрузки наибольшее снижение потерь достигается при размещении генерации ближе к концу фидерного присоединения.

Ачария и др. [97] анализировали приращение потерь мощности в зависимости от изменения коэффициента чувствительности инъекции активной мощности. Данный коэффициент использовался для определения узла, оптимального в плане снижения потерь, при размещении генерации. Приравнивая данный коэффициент к нулю, авторы находили оптимальное значение выдаваемой мощности генерации. Местоположение генерирующего агрегата определяется методом перебора. Одним из главных недостатков предложенного алгоритма является длительность процесса поиска оптимального местоположения. Более того, в такой постановке задачи

рассматривается лишь оптимизация выбора местоположения и мощности для одного генерирующего агрегата.

Кэйн и О'Мэйли [98] исследовали проблему выбора оптимальной мощности распределенной генерации в Ирландской энергосистеме при помощи алгоритма линейного программирования с ограничениями. Согласно законодательным предписаниям Евросоюза, которые предполагают, что к 2010 году 13,2% производимой электроэнергии должно быть выработано на ВИЭ, целевым критерием была максимизация мощности источников генерации.

Гош и др. [99] также исследовали задачу оптимизации местоположения и мощности генерации в распределительной сети. Расчет потокораспределения радиальной распределительной сети осуществляется методом Ньютона-Рафсона. Выбор местоположения и мощности в рассматриваемом исследовании осуществляется методом перебора. В статье построены графические зависимости режимных параметров сети от мощности и местоположения генерирующего источника.

Машур и др. [100] решают задачу оптимизации местоположения и мощности генерации при помощи ГА. Рассматриваются два сценария. В первом фактически сохраняются привычные принципы построения распределительных систем, поскольку поток мощности от генерирующей установки в нормальном режиме направлен в сторону потребителя. Во втором сценарии допускается реверсивный поток в сторону головной ПС. Целевой функцией, подлежащей минимизации, является функция потерь мощности радиальной распределительной сети.

Цэлли и др. [101] сформулировали задачу интеграции источников генерации в сеть при помощи многокритериального метода ε -ограничений и решили ее при помощи ГА. Предложенный алгоритм разделяет критерии оптимизационной задачи на один доминирующий и множество вспомогательных критериев. Оптимизация проводится согласно доминирующему критерию, в то время как вспомогательные критерии учитываются в виде ограничений с заранее определенным допуском. Как было отмечено ранее, в современных рыночных условиях ввиду присутствия множества заинтересованных субъектов, такой подход может иметь ограниченное применение и приводить к получению смещенных результатов.

Задача поиска оптимальной точки подключения, а также типа генерирующей установки решается в том числе российскими учеными.

В исследованиях Тарасенко В.В. [102,103] сформулирована и решена задача выбора числа, типа и мест размещения установок малой генерации в распределительной сети и выбора состава работающего оборудования в различных эксплуатационных ситуациях. В качестве целевой функции автор использует многопараметрическую функцию затрат, возникающих в результате внедрения объекта генерации в распределительную систему. В ходе исследований применялся стандартный ГА. Автором было доказано, что применение ГА для решения данной задачи эффективно и позволяет получить требуемое решение за меньшее время.

В работе Бартоломея П.И. и др. [104] приводится многоцелевая модель источников распределенной генерации, учитывающая затраты на эксплуатацию генерирующих установок, критерий качества электроснабжения в форме снижения отклонения напряжений от номинальных значений, потери электрической энергии, надежность электроснабжения в форме математического ожидания от перерывов в электроснабжении. Перечисленным критериям соответствуют определенные весовые коэффициенты, которые предлагается задавать экспертно в зависимости от потребностей пользователя данной модели. Авторами отмечается необходимость развития исследований в направлении разработки принципов оптимизации и ведения режимов с новыми генерирующими источниками.

Наиболее ранние исследования в области оптимизации внедрения малых генерирующих установок относятся к работам Харитонов Д. А. [105]. Автор рассматриваются когенерационные установки, работающие в автономном и параллельном режиме. В качестве базовых критериев взяты критерии стоимости эксплуатации и надежности электроснабжения потребителей промышленного производства. В результате исследований автор отмечает ряд преимуществ параллельной работы малых генерирующих установок с ЭЭС.

В большинстве описанных работ задачи поиска оптимального местоположения и мощности решались последовательно. Это связано со сложностью поставленной задачи. Задача размещения объединяет в себе как дискретные, так и непрерывные переменные и является нелинейной, что

создает основные затруднения для большинства традиционных математических методов.

Для решаемой задачи выбора района размещения, установленной мощности и типа генерирующих объектов на базе ВИЭ целесообразно выделить следующие преимущества применения ГА:

- ГА нечувствительны к качеству начального приближения решения задачи и имеют в своей структуре инструменты преодоления локальных экстремумов целевой функции;

- в представленной постановке проблема размещения генерирующих мощности на базе ВИЭ представляет собой задачу дискретной оптимизации большой размерности с наличием логических переменных;

- прямое вычисление целевой функции помимо логических операторов в представленной задаче позволяет интегрировать дополнительный внешний программный модуль расчета УР.

Установившийся режим работы ЭЭС рассчитывается на основе детерминированной модели, построенной для текущего состояния ЭЭС с учетом данных контрольных замеров и фактических режимов работы энергетического и электросетевого оборудования. Топология сети принимается в соответствии с нормальной схемой, учитывающей точки секционирования электрической сети 110 кВ и выше. Загрузка центров питания (узлов нагрузки) рассматриваемой модели ЭЭС принимается на основе данных территориальной сетевой компании, соответствующих режиму зимнего максимума нагрузки энергосистемы. Объем генерации соответствует фактическому режиму работы электрических станций, также учитываются параметры схемы замещения генерирующего оборудования, PQ-диаграмм генерирующего оборудования. Модель расчета установившегося режима электроэнергетической системы формируется в ПК RastrWin [106].

В рассматриваемой оптимизационной проблеме выбора типа, мощности и мест размещения генерирующего оборудования на основе ВИЭ модель и расчет установившегося режима используется преимущественно для оценки полезности строительства генерирующего объекта по отдельным техническим параметрам, а именно:

- выдача располагаемой мощности генерирующего объекта на основе ВИЭ в части расчета токов линий электропередачи рассматриваемого района;

- ограничение мощности центра питания в части определения допустимости загрузки трансформаторов и автотрансформаторов подстанций;
- обеспечение требуемого уровня напряжения в сети в части расчета отклонений модулей напряжений в узлах сети от номинального значения.

На Рисунке 2.2 представлена обобщенная блок-схема реализации алгоритма генетического поиска оптимальных решений [107] по размещению объектов генерации на базе ВИЭ с использованием многопараметрической функции приспособленности.

Начальная популяция. В рассмотренной в диссертационной работе постановке задачи оптимизации размещения генерирующих объектов на основе ВИЭ, генотип каждой особи содержит следующие закодированные в двоичном коде параметры:

- координата x_j , Северная широта;
- координата y_j , Восточная долгота;
- тип генерирующего объекта Тип_j;
- установленная мощность $P_{уст j}$;
- номинальное напряжение сети $U_{ном j}$;

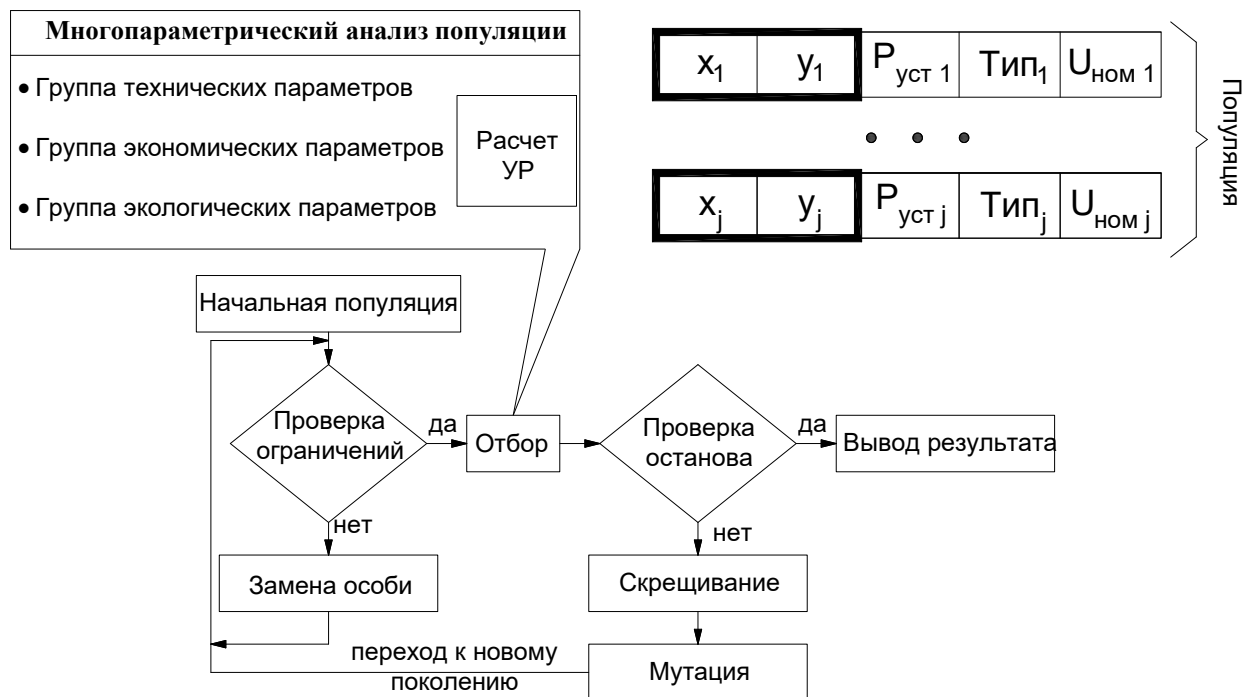


Рисунок 2.2 – Обобщенная схема генетического алгоритма

Размер популяции соответствует общему количеству особей, или другими словами - общему количеству случайно сформированных вариантов решения рассматриваемой оптимизационной задачи на каждой итерации

расчета. При большом размере популяции увеличивается вероятность нахождения глобального оптимума решаемой задачи, однако также растет время расчета и требования к вычислительным ресурсам. Малый размер популяции существенно снижает вероятность сходимости к глобальному оптимуму решаемой задачи. Оптимальный размер популяции зависит от структуры хромосомы особей и во многом определяется количеством генов в хромосоме [92]. В представленной задаче хромосома содержит закодированную информацию о 5 параметрах, характеризующих выбранный вариант решения: координаты x и y района размещения электростанции, установленную мощность и тип электростанции, класс напряжения. При определении размера хромосомы целесообразно использовать априорные знания о характере переменных, используемых в ходе оптимизационной задачи. Таким образом:

– Для координат рассматриваемого района в качестве верхней границы диапазона устанавливаются максимальное количество ячеек с шагом 1 градус по горизонтали (широта) и по вертикали (долгота): $x \in [1;9]_{10} = [0001;1001]_2$; $y \in [1;6]_{10} = [0001;0110]_2$, чем определяется количество бинарных генов для кодирования координат – 8 генов.

– для установленной мощности генерирующего оборудования в качестве верхней границы диапазона принимается величина 255 МВт с целью дополнения двоичной строки до 8 бит, с учетом того, что максимальная установленная мощность фотоэлектрической электростанции на территории России на сегодняшний день составляет 105 МВт (СЭС Перово, Крымский п-ов.), ветровой станции – 150 МВт (ВЭС Адыгейская, республика Адыгея). Таким образом, $P_{уст.} \in [1;255]_{10} = [00000001;11111111]_2$.

– тип генерирующего объекта для рассматриваемого примера ограничивается применением фотоэлектрических (тип 1), ветровых (тип 2) и биотопливных электростанций (тип 3): Тип $\in [1;3]_{10} = [01;11]_2$.

– класс напряжения для подключения генерирующей установки в принятой оптимизационной задаче принимает значения 6(10) кВ (класс 1), 110 кВ (класс 2), 220 кВ (класс 3): $U_{ном} \in [1;3]_{10} = [01;11]_2$.

Таким образом, суммарная длина хромосомы составляет 20 генов. При такой длине хромосомы общее количество вариантов рассматриваемой задачи составляет $2^{20}=1\ 048\ 576$.

Вероятность, что во всех хромосомах популяции один и тот же ген будет принимать значение 0, либо значение 1, одинакова и составляет $(0,5)^N$, где N – размер популяции генетического алгоритма. Тогда для всех остальных случаев будет присутствовать полный набор значений: 0 и 1 с вероятностью $1-(0,5)^{N-1}$ - для одного гена и $\left[1-(0,5)^{N-1}\right]^K$ - для K генов. Принимая в качестве критерия определения размера популяции вероятность события, что значение любого гена в популяции будет представлено полным набором значений $[0;1]$ с вероятностью не менее 99,99%, получаем значение размера популяции в 20 особей.

Указанное значение размера популяции также было подтверждено эмпирически. Было реализовано по 20 запусков генетического алгоритма поиска оптимального варианта размещения, типа и мощности генерации на основе ВИЭ для различных размеров популяции от 10 до 30 с шагом 2. Для каждого запуска фиксировалось количество популяций, в которых присутствовала особь, соответствующая глобальному оптимальному решению рассматриваемой задачи.

Проверка ограничений. Ограничения в представленной задаче оптимизации размещения генерации на основе ВИЭ в региональных электроэнергетических системах могут быть заданы как в форме равенств $B \cdot x = b$, так и в форме неравенств $A \cdot x \leq a$ [94]. Более того, принципы работы генетического алгоритма позволяет задавать ограничения в форме правил и дополнять их логическими переменными [94]. При формировании начальной и последующих популяций, в случае несоответствия хромосомы заданным ограничениям, случайным образом формируется другая хромосома.

Слишком большое количество ограничений в оптимизационной задаче может привести к тому, что область решений будет пустой. В таком случае, часть ограничений может быть задана в форме штрафной функции $\Phi(x, a)$.

В качестве ограничений в данной задаче использовались:

– Ограничение по координатам x , y , которые отражают географическое расположение объекта и определяют ячейку матрицы данных на картах географического и технологического районирования.

– Ограничение по местам подключения объектов генерации: к рассмотрению принимаются только узловые центры питания рассматриваемой энергосистемы;

– Ограничение по трансформаторной мощности ЦП: данные по загрузке трансформаторов принимаются на основе данных контрольных замеров по энергосистеме.

– Ограничение по типам генерирующих объектов на базе ВИЭ: к рассмотрению принимаются ФЭС, ветровые электростанции (ВЭС), объекты генерации на биотопливе (БТ).

– Ограничение по классам напряжения сети, куда предполагается выдача мощности объекта генерации: предполагается, что выдача мощности объекта генерации на базе ВИЭ осуществляется на классах напряжения 6(10), 110, 220 кВ.

– Ограничение по верхней границе установленной мощности генерирующего объекта на основе ВИЭ.

– Общее ограничение для оптимизационной задачи – неотрицательность переменных, закодированных в хромосомах популяции.

Отбор. Отбор хромосом для реализации процедуры скрещивания выполняет в соответствии с результатами оценки функции приспособленности [93], иными словами – в соответствии с оценкой полезности внедрения источников генерации по группам параметров, описанных выше. Скрещивание реализуется с использованием процедуры, основанной на принципе «колеса рулетки». Таким образом, хромосомы с большим уровнем полезности, имеют большую вероятность быть отобранными для скрещивания.

Поскольку в рамках представленной оптимизационной задачи размещения генерирующих объектов на основе ВИЭ требуется выполнение расчётов установившихся режимов электрической сети, в структуре генетического алгоритма реализована функция вызова расчетного модуля установившихся режимов ПО RastrWin [106]. На основании расчётов УР электрической сети реализуется оценка полезности хромосом в соответствии с группой технических параметров.

Скрещивание и мутация. Скрещивание (кроссинговер) – это базовый генетический оператор, в результате работы которого из родительских хромосом можно получить хромосомы потомков для следующей итерации генетического алгоритма [92]. В представленном алгоритме используется одноточечный оператор кроссинговера от двух родительских хромосом. Оператор мутации реализуется посредством инверсии бинарного значения случайно выбранного гена в хромосоме. Таким образом, для случайно выбранного локуса в хромосоме $A = (a_1, a_2, a_3, \dots, a_{L-2}, a_{L-1}, a_L)$ получаем $A = (a_1, a_2, a_3, \dots, \text{not}[a_{L-2}], a_{L-1}, a_L)$ Генетический оператор мутации представляет собой вероятностный инструмент для ускорения сходимости алгоритма к глобальному оптимуму. Вероятность скрещивания и мутации были определены эмпирически и равны 10% и 90%, соответственно.

Критерием останова генетического алгоритма является достижение заданного числа прошедших итераций (10), которые не привели к улучшению целевой функции оптимизационной задачи.

2.3 Расчетный пример поиска оптимальных решений по размещению объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии

Описание тестовой энергосистемы

В качестве примера реализации предложенной модели оптимизации размещения объектов генерации на базе ВИЭ рассматривается Свердловская энергосистема как регион с умеренной эффективностью внедрения генерирующих объектов на основе ВИЭ.

Свердловская энергосистема входит в состав объединённой энергетической системы Урала. На территории энергосистемы Свердловской области действуют электростанции, принадлежащие следующим компаниям [36]: ОАО «Концерн Росэнергоатом», ОАО «ОГК-1», ПАО «ОГК-2», ОАО «Энел ОГК-5», ОАО «ТГК-9», ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго», а также блок-станции промышленных предприятий [36]. На территории Свердловской области наблюдается развитие источников малой генерации. Суммарная мощность составляет около 200 МВт. Баланс электрической мощности энергосистемы Свердловской области является избыточным.

Наиболее крупные электростанции, расположенные на территории области: Рефтинская ГРЭС (3800,0 МВт), Верхнетагильская ГРЭС (1321,0 МВт), Среднеуральская ГРЭС (1656,5 МВт), Серовская ГРЭС (388,0 МВт), Ново-

Свердловская ТЭЦ (557,0 МВт), Нижнетуринская ГРЭС (191,0 МВт), Богословская ТЭЦ (135,5 МВт), Красногорская ТЭЦ (121,0 МВт), Свердловская ТЭЦ (36,0 МВт), Первоуральская ТЭЦ (36,0 МВт), Качканарская ТЭЦ (50,0 МВт), Белоярская АЭС (600 МВт, 880 МВт) [108].

Динамика изменения собственного максимума нагрузки Свердловской энергосистемы за период 2013 - 2017 гг. представлена в Таблице 2.2 [36]. График изменения максимумов нагрузки показан на Рисунке 2.3 [36]. По данным, представленным в Таблице 2.2 и на Рисунке 2.3, можно увидеть, что максимум нагрузки снижается в течение рассматриваемого периода времени. Электропотребление Свердловской ЭС в конце рассматриваемого периода начинает увеличиваться. Одновременное понижение максимума нагрузки и увеличение потребление электроэнергии говорит о росте энергоэффективности Свердловской энергосистемы, т. е. об уменьшении потерь электроэнергии, и выравнивании графиков нагрузки.

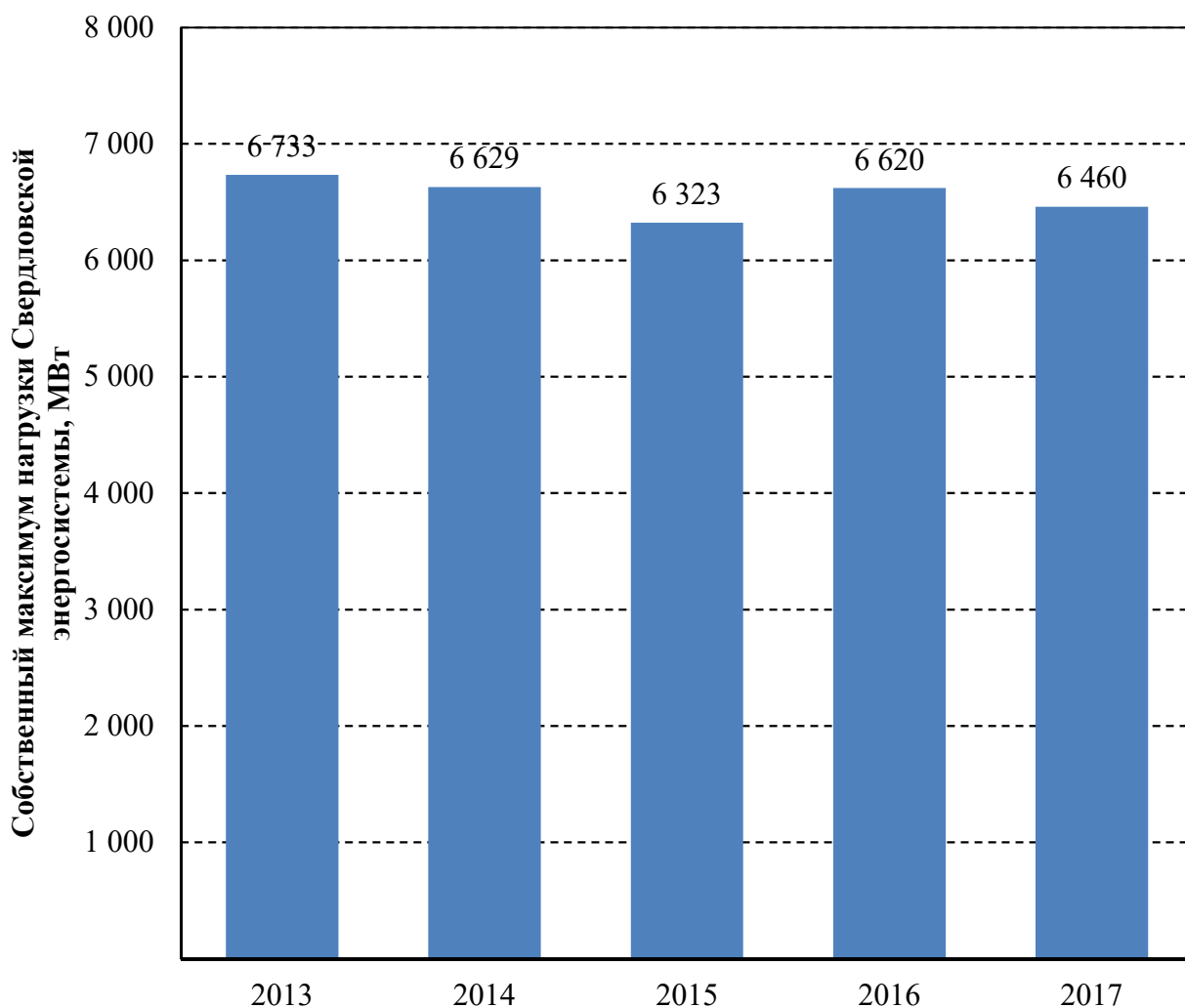


Рисунок 2.3 - Динамика изменения максимума нагрузки Свердловской ЭС

Таблица 2.2 – Классификация состояний по различным критериям.

№	Наименование	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	Максимум, МВт	6 641	6 748	6 960	6 733	6 629	6 590
2	Прирост, МВт	132	107	212	-227	-104	-39
3	% к пред. году	2,03%	1,61%	3,04%	-3,37%	-1,58%	-0,59%

Статистика потребления энергии в районах рассматриваемой энергосистемы представлена в Таблице 2.3 [108]. Данная информация используется в ходе итерационного процесса оптимизации мощности и местоположения генерирующих объектов на базе ВИЭ для определения степени избыточности или дефицита предполагаемого района размещения генерирующего объекта, а также для определения динамики изменения нагрузки отдельных районов энергосистемы.

Таблица 2.3 – Динамика потребления энергии в отдельных энергорайонах

№	Энергорайон	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2011	2012	2013	2014	2015
1	Серовский ЭР	7 630	8 190	7 940	7 610	7 520
2	Прирост, млн кВт·ч	120	560	-250	-330	-90
3	% к пред. году	1,20%	6,77%	-3,13%	-4,13%	-1,15%
4	Восточный ЭР	8 020	7 890	7 370	7 490	7 330
5	Прирост, млн кВт·ч	140	-130	-520	120	-160
6	% к пред. году	0,95%	-1,89%	-6,76%	1,58%	-2,08%
7	Западный ЭР	15 880	16 380	16 070	15 610	16 030
8	Прирост, млн кВт·ч	60	500	-310	-460	420
9	% к пред. году	0,28%	3,01%	-1,87%	-3,02%	2,69%
10	Нижнетагильский ЭР	12 400	12 210	11 340	11 160	10 990
11	Прирост, млн кВт·ч	250	-190	-870	-180	-170
12	% к пред. году	1,66%	-1,57%	-7,17%	-1,58%	-1,55%
13	Артёмовский и Талицкий ЭР	2 230	2 210	2 030	1 940	1 940
14	Прирост, млн кВт·ч	10	-20	-180	-90	0
15	% к пред. году	4,97%	-1,22%	-8,46%	-4,25%	0,00%
16	Всего по ЭС, млрд кВт·ч	46 188	46 866	44 770	43 820	43 833

Карта-схема электрической сети 110 кВ и выше Свердловской энергосистемы представлена на Рисунке 2.4 [36].

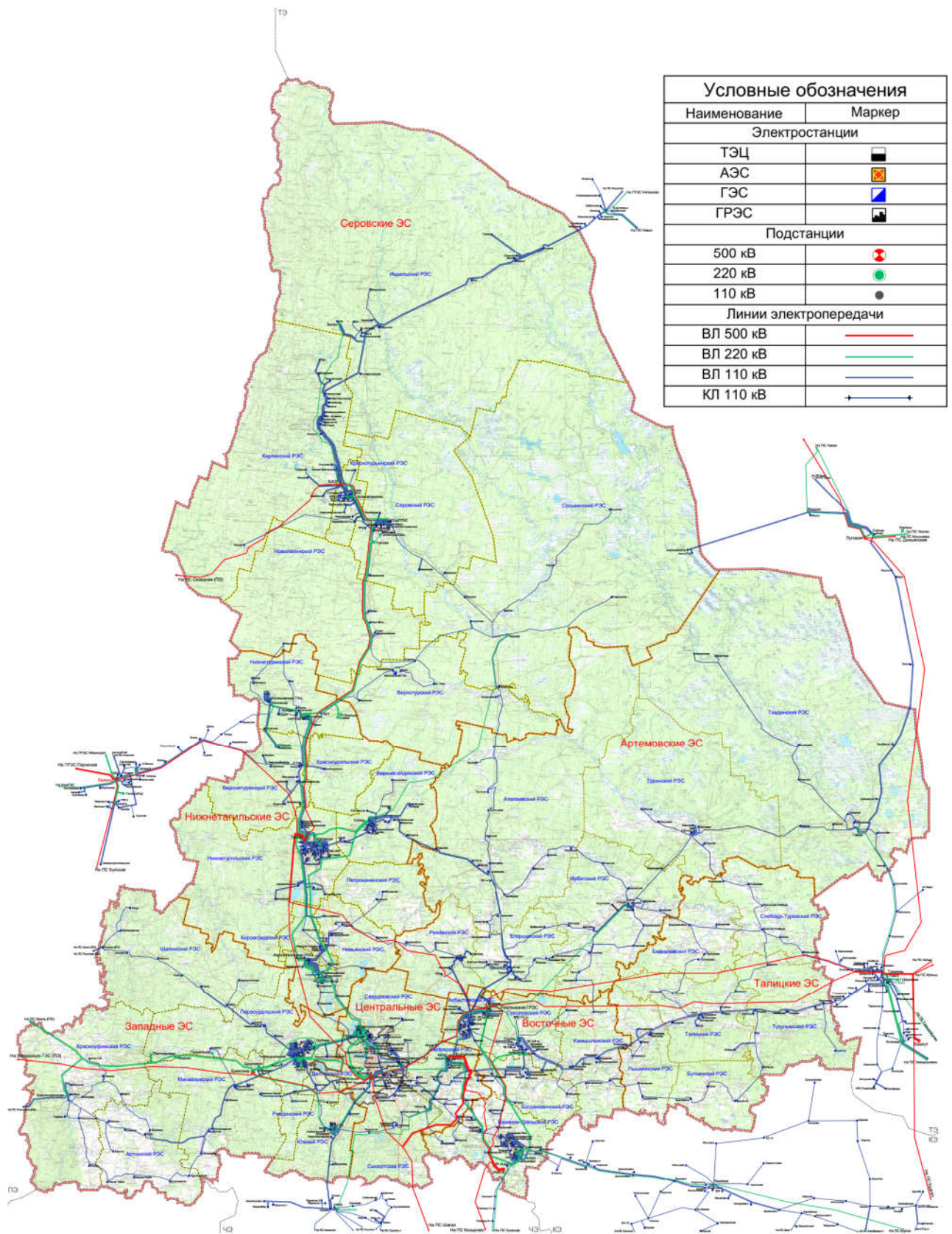


Рисунок 2.4 – Карта-схема энергосистемы Свердловской области

Определение потенциала ВИЭ

В ходе оптимизационного процесса для оценки полезности ввода генерирующего объекта на базе ВИЭ первоначально необходимо выполнить идентификацию исходных данных об энергетических параметрах первичного источника энергии. Применение существующих карт районирования территорий, к примеру, по интенсивности солнечного излучения, не обеспечивает необходимой точности расчета, поскольку не позволяет учесть геометрию движения Земли вокруг солнца в зависимости от времени года, особенности распространения солнечного излучения, а также количество солнечного излучения, приходящегося на поверхность фотоэлектрической панели, в общем случае расположенной под некоторым углом к поверхности Земли.

В случае применения ВЭС важным фактором, оказывающим влияние на выработку электрической энергии, является существующий рельеф местности, а также высота расположения гондолы ветровой установки, что также требует разработки методики уточнения доступного энергетического потенциала территории.

Оценка энергетического потенциала солнца. Географическое районирование территории Свердловской области по интенсивности солнечного излучения в рамках работы проводится для выявления районов, имеющих благоприятные условия для развития систем генерации на базе ВИЭ.

Для оценки целесообразности строительства ФЭС первоначально необходимо выполнить идентификацию исходных данных о параметрах солнечного излучения для рассматриваемого района. При этом необходимо учесть следующие основные факторы:

1. Географические, климатические особенности рассматриваемого района, количество осадков, солнечных и пасмурных дней в году.
2. Геометрию движения Земли вокруг солнца в зависимости от времени года и времени суток, учет астрономических параметров.
3. Физические особенности распространения солнечного света при прохождении через атмосферу Земли, спектр солнечного излучения.
4. Среднестатистическое количество энергии приходящейся на 1 м^2 поверхности в зависимости от географических координат и времени года.
5. Продолжительность светового дня в зависимости от географических координат рассматриваемой территории.

6. Оптимальный угол солнечной панели относительно поверхности Земли в зависимости от времени суток, координат и времени года.

7. Факторы, снижающие эффективность солнечных панелей: температура воздуха, коэффициент полезного действия накопителя энергии, загрязнение, затенение и др.

Среди факторов, не имеющих отношения к географическим и физическим параметрам солнечного излучения и фотоэлектрических панелей, но необходимых для принятия решения о строительстве электростанции, важно упомянуть следующие:

1. Наличие подходящей площадки для размещения электростанции с учетом площади распределительного устройства, солнечных панелей, расстояния между рядами панелей, др. факторов.

2. Наличие потенциальных потребителей электрической энергии на рассматриваемой территории или наличие технологической возможности экспорта энергии в дефицитные энергорайоны.

3. Отсутствие возможности применения других, более дешевых технологий для построения системы электроснабжения.

Рассматриваемая территория с Севера на Юг ограничивается 62 и 56 параллелью с.ш., с Запада на Восток – 57 и 66 параллелью в.д., а также административными границами Свердловской области. Климат Урала – типичный горный; осадки распределяются неравномерно не только по областям, но и в пределах каждой области. В пределах одной и той же зоны на равнинах Предуралья и Зауралья природные условия заметно отличаются. Объясняется это тем, что Уральские горы представляют собой естественный климатический барьер. Воздушные потоки, доходящие до склонов Уральских гор, поднимаются и охлаждаются. Из-за этого на Западе Урала наблюдается существенно большее количество осадков, чем на Востоке. Особенности климатических условий накладывают свой отпечаток на температурный режим – на Востоке зима всегда более холодная и менее снежная, чем на Западе. Большое количество осадков и пасмурных дней в году в предгорье Урала существенно снижает эффективность использования ФЭС.

Для рассматриваемой территории на Рисунке 2.5 представлено распределение усредненной на месячном интервале суточной энергии солнечного излучения, приходящегося на 1 м²наклонной поверхности [82].

Из Рисунка 2.5 видно, что энергия солнечного излучения, приходящаяся на 1 м^2 в декабре на Юге Свердловской области составляет $6,18 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. Кратное отличие средней за сутки солнечной энергии, приходящейся на 1 м^2 наклонной поверхности, обусловлено продолжительностью светового дня, которое составляет 5,4 ч. для Северной, 7,9 ч. для Южной части.

В летнее время (см. Рисунок 2.5) разница в средней за сутки энергии, приходящейся на 1 м^2 наклонной поверхности, на Севере и Юге территории обслуживания ОАО «МРСК Урала», составляет не более 20%. При этом продолжительности светового дня в летнее время составляет 19,5 ч. для Северных районов Свердловской области и 16,6 ч. для Южной части.

Независимо от того, что продолжительность светового дня на Севере больше, средняя за сутки солнечная энергия, приходящая на 1 м^2 поверхности меньше из-за преобладания в составе солнечного излучения рассеянной составляющей из-за большего количества пасмурных дней.

Данные о среднесуточной энергии, приходящейся на 1 м^2 наклонной поверхности, представленные на Рисунке 2.5 позволяют получить удельные показатели, необходимые для оценки эффективности строительства ФЭС – среднюю за сутки выработку электроэнергии и пиковую мощность солнечной панели площадью 1 м^2 .

Для расчета удельных характеристик фотоэлектрического массива коэффициент полезного действия (КПД) солнечных панелей был принят равным 15%. В расчётах учтён ряд факторов, снижающих эффективность панелей. Их значения представлены в Таблице 2.4 [81].

Необходимо отметить, что пиковая мощность панелей рассчитывается на основе данных о средней за сутки солнечной энергии, приходящейся на наклонную поверхность площадью 1 м^2 . Угол наклонной поверхности для каждого месяца принимается равным оптимальному значению в соответствии с данными о геометрии Земли вокруг солнца [82]. Таким образом, оптимальный угол установки солнечных панелей для максимизации выработки электрической энергии для декабря составляет 75 градусов, а для июня – 12 градусов (Рисунок 2.6). Важно отметить, что для рассматриваемой территории оптимальные углы в зависимости от географических координат меняются незначительно и составляют +/- 5 градусов для декабря и +/- 2 градуса для июня.

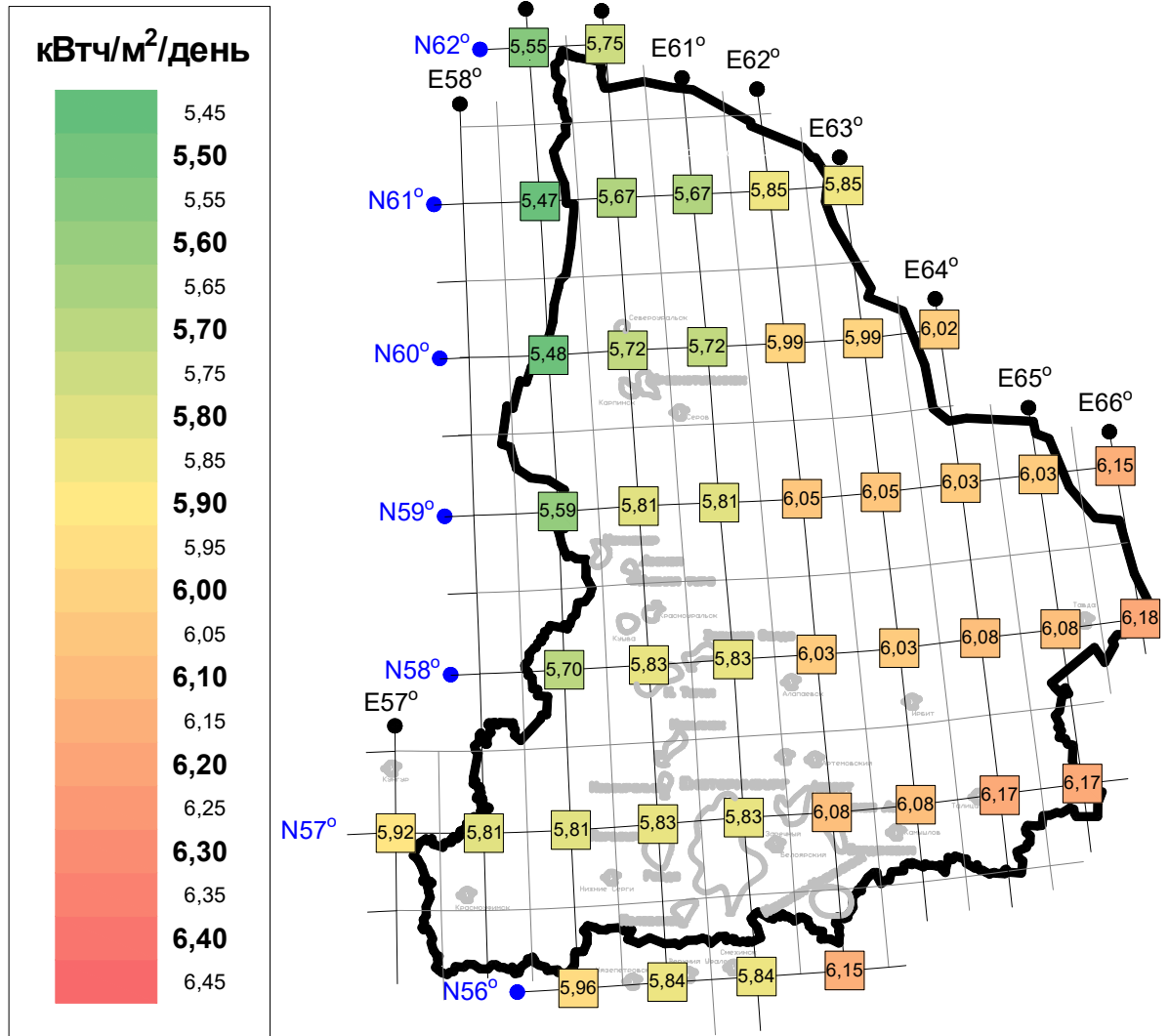


Рисунок 2.5 – Карта-схема интенсивности солнечного излучения для оптимизации местоположения генерирующих объектов на базе ВИЭ

Таблица 2.4 – Коэффициенты снижения эффективности ФЭС

Наименование	Значение	Диапазон
Номинальное напряжение (2-48 В)	0,950	0,80 - 1,05
Потери в инверторе и трансформаторе	0,920	0,88 - 0,98
Несоответствие панелей заявленным характеристикам	0,980	0,97 - 0,995
Токи утечек диодов и потери в контактных соединениях	0,955	0,99 - 0,997
Потери в основных кабельных линиях постоянного тока	0,980	0,97 - 0,99
Потери в основных кабельных линиях переменного тока	0,990	0,98 - 0,993
Загрязнение поверхности солнечных панелей	0,950	0,30 - 0,995
Готовность системы к приему мощности	0,980	0,00 - 0,995
Затенение панелей	1,000	0,00 - 1,00
Точность работы трекера (при наличии)	1,000	0,95 - 1,00
Деградация характеристик панелей со временем (1 %/год)	0,980	0,70 - 1,00
КПД накопителя	0,820	0,75-0,95
Общий коэффициент потерь	0,594	—

Трекеры направления солнца снижают надежность эксплуатации в холодных условиях (в т. ч. полностью отказывают при обледенении), а также требуют периодического обслуживания, что ограничивает область их применения. Общей рекомендацией в данном случае будет установка угла фотоэлектрических панелей в «зимнем положении» (75 градусов), что позволит максимизировать выработку в наиболее тяжелых условиях.

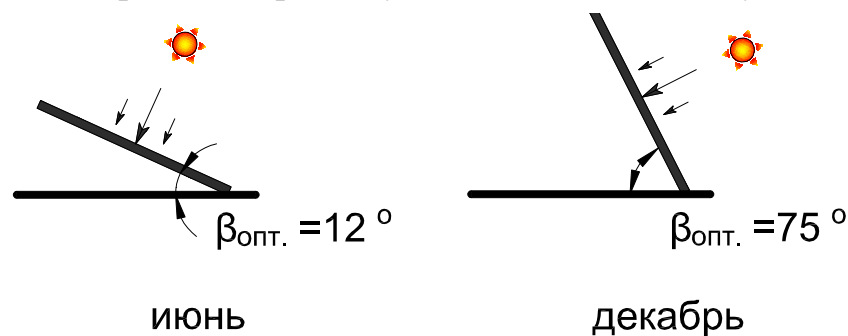


Рисунок 2.6 – Оптимальный наклон панелей

Известно, что мощность солнечного излучения до входа в атмосферу Земли составляет порядка 1367 Вт/м^2 (солнечная постоянная) [82]. Спектральный диапазон электромагнитного излучения солнца очень широк, но максимум его интенсивности приходится на видимую (жёлто-зелёную) часть энергетического спектра. По мере прохождения солнечного излучения через атмосферу Земли, энергия фотонов поглощается атмосферными газами, в частности озоном (O_3), диоксидом углерода (CO_2) и водяными парами (H_2O) [82, 85]. Пасмурные климатические условия существенно снижают выработку электрической энергии фотоэлектрическими панелями. Данные о средней за сутки солнечной энергии, приходящейся на наклонную поверхность площадью 1 м^2 , используемые для расчёта пиковой мощности, учитывают особенности климата рассматриваемой территории при помощи коэффициента прозрачности K (о.е.), который равен доле солнечного излучения, достигающего поверхности Земли в указанном местоположении.

Далее представлен анализ основных показателей использования ФЭС на территории Свердловской области. Для определения целесообразности строительства ФЭС выполняется оценка установленной мощности и КИУМ, а также площади, необходимой для размещения фотоэлектрического массива. При оценке указанных параметров учитывалось следующее:

1. В качестве исходной информации приняты данные о средней за сутки солнечной энергии, приходящейся на 1 м^2 , и данные о максимальной

мощности, которую можно получить с 1 м^2 солнечных панелей, в зависимости от географической широты и погодных условий.

2. Для оценки показателей строительства ФЭС рассматривались наиболее тяжелый и наиболее благоприятный режимы работы, обусловленные продолжительностью светового дня; характерными месяцами выбраны декабрь и июнь, соответственно.

3. В модели учитывается геометрия движения Земли вокруг солнца в зависимости от времени года (угол склонения солнца δ) и времени суток (угол θ_z между нормалью к поверхности Земли и направлением прямых солнечных лучей, часовой угол солнца ω).

4. Угол установки солнечных панелей относительно поверхности Земли β в соответствии с исходными данными принимается равным оптимальному углу, при котором обеспечивается максимальная выработка электрической энергии в зависимости от расчетных условий.

5. С целью унификации предлагаемой в работе методики оценки параметров ФЭС, в расчётах принимаются параметры «типовой» фотоэлектрической панели без отнесения к конкретному производителю и паспортным характеристикам.

6. Помимо КПД, в модели учтены понижающие коэффициенты, характеризующие несоответствие характеристик фотоэлектрических панелей заявленным, потери в преобразователях, в накопителе, загрязнение и затенение поверхности панелей, температурные коэффициенты.

7. Параметры фотоэлектрического массива выбираются исходя из необходимости обеспечения непрерывного электроснабжения потребителей в наиболее тяжелых эксплуатационных условиях: зимний максимум электрической нагрузки, минимальная продолжительность светового дня.

8. Данные о наиболее благоприятных погодных условиях (июнь) используются для оценки диапазона сезонного изменения КИУМ ФЭС.

Некоторые исходные данные о геометрии солнечного излучения, ориентировании и габаритах солнечных панелей, необходимые для расчётов, представлены в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Исходные данные для определения КИУМ

Наименование	Значение	Пояснение
Сезонные и суточные данные		
Типовой зимний день	22.12.2015	Порядковый номер дня $n = 356$ Зимний максимум нагрузки Короткий световой день
Типовой летний день	21.06.2015	Порядковый номер дня $n = 172$ Длинный световой день
Геометрия солнечных лучей и фотоэлектрических панелей		
Часовой угол солнца ω	0 град.	Расчёт ведётся для астрономического полдня, максимальный угол солнца над горизонтом
Угол склонения солнца δ (зимний)	-23,44 град.	Рассчитан для типового зимнего дня
Угол склонения солнца δ (летний)	23,45 град.	Рассчитан для типового летнего дня
Угол солнечной панели β	75 град.	Оптимальный угол, обеспечивающий наибольшую выработку э/э в зимнее время
Поправочные коэффициенты		
КПД солнечных панелей	0,15 о.е.	Среднестатистический КПД солнечных панелей
Суммарный коэффициент потерь	0,594 о.е.	Учет потерь в преобразователях, загрязнения и затенения панелей, КПД накопителя и др.
Температурный коэффициент	0,91 1,34	Коэффициент для лета Коэффициент для зимы
Габариты солнечной панели		
h	1 м	Высота панели
w	1,5 м	Ширина панели

Общие выражения для определения площади фотоэлектрического массива, установленной мощности и КИУМ представлены ниже [81].

$$P_{\text{уст.}} = S_{\text{пан.}} \cdot P_{\text{ед.}}, \quad (2.12)$$

где $P_{\text{уст.}}$ - установленная мощность ФЭС, кВт; $S_{\text{пан.}}$ - площадь поверхности фотоэлектрических панелей, м²; $P_{\text{ед.}}$ - удельная мощность фотоэлектрической панели, кВт/м².

$$K_{\text{исп.з/л}} = P_{\text{з/л}} / P_{\text{уст.}}, \quad (2.13)$$

где $P_{\text{з/л}}$ - пиковая мощность, выдаваемая ФЭС для типового зимнего/летнего дня, кВт.

$$S_{\text{поля}} = d \cdot w \cdot n \quad (2.14)$$

где $S_{\text{поля}}$ - площадь фотоэлектрического массива, м²; d - расстояние между рядами наклонных панелей, м; w - ширина солнечной панели, м; n - число солнечных панелей, шт.

Результаты промежуточных расчётов эффективной площади поверхности солнечных панелей и пиковых мощностей для типового зимнего и летнего дней представлены в Таблицах 2.6-2.8.

Таблица 2.6 – Площадь поверхности фотоэлектрических панелей

P_n , кВт	Площадь панелей, тыс. м ² (в зависимости от географической широты)						
	56°	57°	58°	59°	60°	61°	62°
50	8	10	12	14	17	21	25
100	16	20	23	28	34	43	50
150	24	30	35	42	51	64	74
200	31	40	47	57	68	86	99
250	39	50	58	71	85	107	124
300	47	60	70	85	102	128	149

Таблица 2.7 – Максимальная мощность фотоэлектрической станции

P_n , кВт	Пиковая мощность, кВт						
	56°	57°	58°	59°	60°	61°	62°
50	239	247	256	267	280	295	314
100	478	495	512	534	560	589	629
150	717	742	768	800	840	884	943
200	956	990	1024	1067	1120	1179	1257
250	1195	1237	1280	1334	1400	1473	1571
300	1434	1484	1536	1601	1680	1768	1886

Таблица 2.8 – Максимальная мощность фотоэлектрической станции в июне

P_n , кВт	Пиковая мощность, кВт (июнь)						
	56°	57°	58°	59°	60°	61°	62°
50	300	378	424	496	572	702	809
100	601	757	849	992	1145	1404	1618
150	901	1135	1273	1487	1717	2107	2427
200	1202	1513	1697	1983	2290	2809	3236
250	1502	1891	2122	2479	2862	3511	4045
300	1803	2270	2546	2975	3435	4213	4854

Данные об оптимальном угле для зимних и летних месяцев используются для расчёта расстояния между рядами солнечных панелей по критерию затенения, а, впоследствии, для определения площади землеотвода под размещение солнечных панелей:

$$d = h \cdot \cos\beta + \frac{h \cdot \sin\beta}{\tan(\pi/2 - \theta_z)}, \quad (2.15)$$

где θ_z – угол между нормалью к горизонтальной поверхности и направлением прямых солнечных лучей, β – наклон панели по отношению к горизонтальной поверхности (горизонтально расположенная фотоэлектрическая панель имеет наклон $\beta = 0$), h – ширина фотоэлектрической панели.

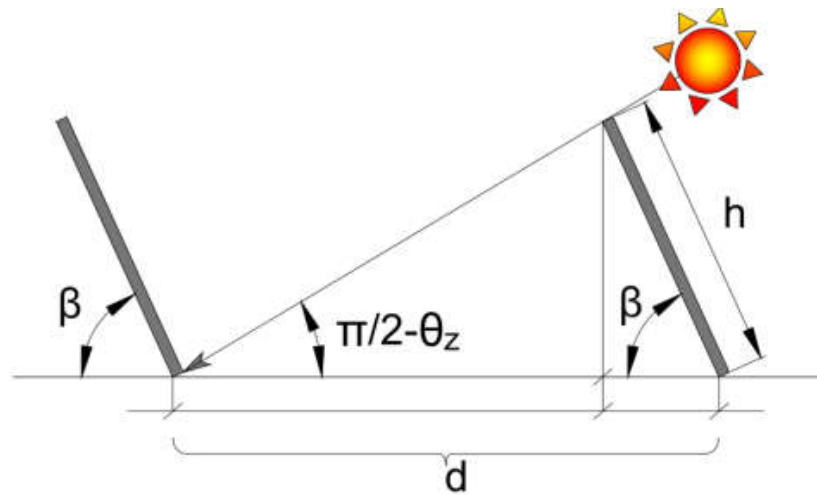


Рисунок 2.7 –Определение расстояния между рядами панелей

К примеру, проведём следующее сравнение:

1. В районе г Серов Свердловской области (61N, 60E, угол установки панелей $\beta=75^\circ$):

$$d_3 = 1 \cdot \cos 75 + \frac{1 \cdot \sin 75}{\tan 5,5} = 11,2 \text{ м. (22 декабря } \theta_{z_3} \approx 84,5^\circ) \quad (2.16)$$

2. В районе г. Карталы Челябинской области (53N, 61E, угол установки панелей $\beta=75^\circ$):

$$d_3 = 1 \cdot \cos 75 + \frac{1 \cdot \sin 75}{\tan 13,6} = 5,3 \text{ м. (22 декабря } \theta_{z_3} \approx 76,4^\circ) \quad (2.17)$$

При размещении фотоэлектрических панелей в южных районах территории Свердловской области появляется возможность снизить общую площадь солнечного массива и сократить затраты на землеотвод, что также учитывается в процессе оптимизации.

Расчётные значения оптимальных расстояний между рядами солнечных панелей по критерию незатенения для различных географических поясов территории Свердловской области сведены в Таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Расстояния между рядами солнечных панелей

Расстояние между рядами панелей, м						
56°	57°	58°	59°	60°	61°	62°
5,4	6,0	6,7	7,5	8,7	10,2	12,4

Результаты расчета установленных мощностей и КИУМ ФЭС в зависимости от необходимой выдаваемой мощности географической широты представлены на Рисунке 2.8.

Результатирующие расчёты площадей для размещения фотоэлектрического массива представлены на Рисунке 2.9.

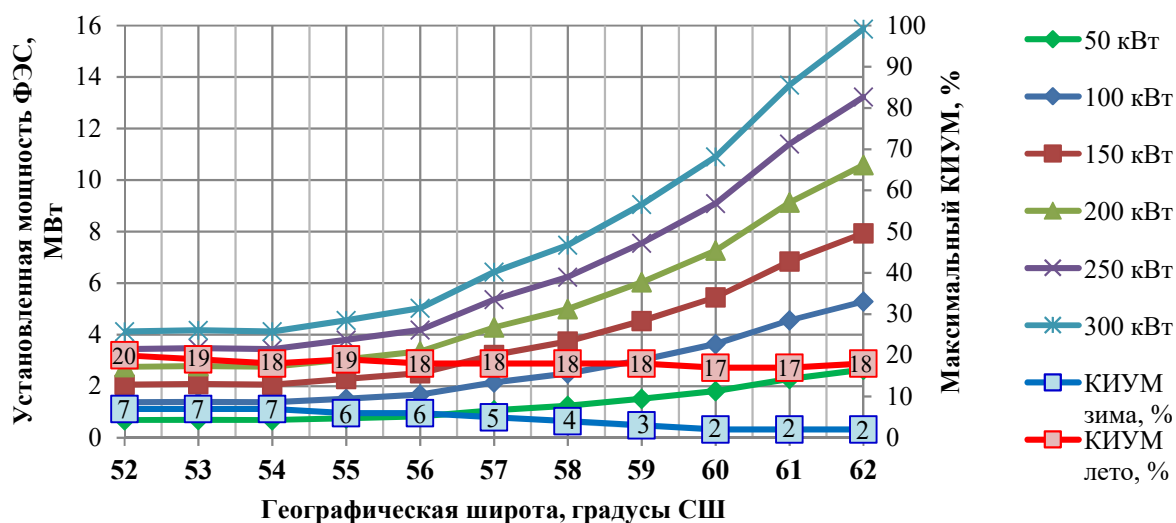


Рисунок 2.8 – Установленная мощность и KIUM ФЭС

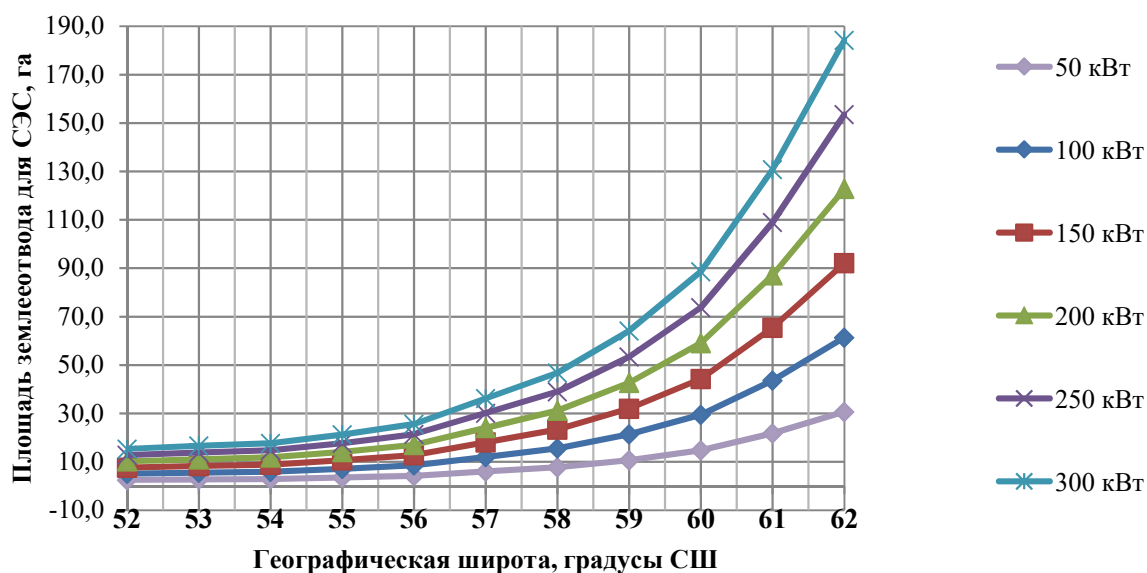


Рисунок 2.9 – Площадь землеотвода для размещения ФЭС

В результате оценки потенциала солнечной энергии можно сделать следующие выводы:

1. Умеренная эффективность применения ФЭС для рассматриваемой территории во многом обусловлена малой продолжительностью светового дня и сниженной долей прямого солнечного излучения в зимнее время года, что приводит к необходимости установки большого числа фотоэлектрических панелей.

2. Географически граница коммерческой целесообразности строительства ФЭС фактически соответствует Южной, Юго-Западной и Юго-

Восточной части Свердловской области, где расчётный средний КИУМ ФЭС находится на уровне не ниже 14% в течение года.

3. Для географических широт в диапазоне 56 с.ш. – 62 с.ш. происходит увеличение площади землеотвода ввиду необходимости устранения эффекта самозатенения солнечных панелей. Многократное увеличение площади землеотвода накладывает дополнительные ограничения при поиске площадки размещения ФЭС и платы за аренду земли.

4. Максимальная среднесуточная солнечная энергия 1,78 кВт·ч/м² в зимнее время года (типовой зимний месяц- декабрь) наблюдается в Южной части Свердловской области в районе географических координат 56,0 с.ш., 57,0 в.д. – 55,0 с.ш., 59,5 в.д. в районе прохождения Уральского горного хребта.

5. Максимальная среднесуточная солнечная энергия 6,45 кВт·ч/м² в летнее время года (типовой летний месяц – июнь) наблюдается в Южной части Свердловской области в районе географических координат 56,0 с.ш., 60,0 в.д. – 53,0 с.ш.

6. Целесообразность строительства ФЭС ограничена климатическими условиями, обусловленными наличием Уральского горного массива, и, как следствие, неустойчивых погодных условий на всей территории. Доля среднесуточного суммарного солнечного излучения (кВт·ч/м²) не превышает 0,5 от суммарной энергии солнечного излучения, поступающего в атмосферу Земли в данной точке.

7. Ограниченная эффективность ФЭС на рассматриваемой территории во многом обусловлена малой продолжительностью светового дня в зимнее время года. Средняя продолжительность светового дня в зимнее время составляет 5,4 ч. для Северной, 7,9 ч. для Южной части рассматриваемой территории.

8. Оптимальный угол установки солнечных панелей для максимизации выработки электрической энергии для декабря составляет 75 градусов, а для июня – 12 градусов. В зависимости от географической широты и долготы углы меняются незначительно и составляют +/- 5 градусов для декабря и +/- 2 градуса для июня.

Оценка энергетического потенциала ветра. Карта районирования по потенциалу использования ветровых ресурсов для рассматриваемой территории построена с учетом следующих моментов:

1. Большинство существующих методик [109,110] проектирования зданий и сооружений включает получение максимального ветрового давления на высоте 10 м и использует метеоданные о скоростях ветра на высоте 10 м. Такие метеоданные без корректировки по высоте не предназначены для расчета энергетических режимов ветроустановок, т.к. современные промышленные ветрогенераторы выше 30 м. Изменение скорости ветра по высоте далее учтено в Таблицах 2.10-2.13 расчета ветровых параметров.

2. На скорость ветра и график ее изменения по высоте, порывистость значительно влияют типы ландшафтов и растительности [82]. Типы ландшафтов и растительности учтены в Таблицах 2.10-2.13 расчета ветровых параметров.

На Рисунке 2.10 представлен пример графиков скорости ветра для трех случаев: гладкая ровная трава (т.н. «Аэропорт», часто фигурирует в метеоданных), лес высотой 35 м и открытое водное пространство. Во всех трех случаях средняя скорость на высоте 50 м составляет 4 м/с.

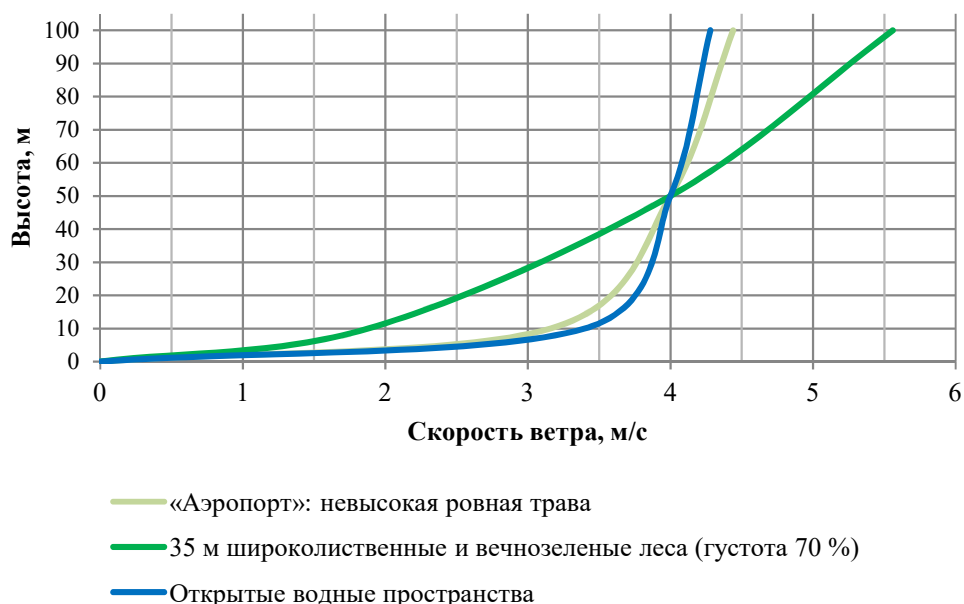


Рисунок 2.10 - Пример изменения скорости ветра по высоте в зависимости от типа ландшафта и растительности

В Таблице 2.10 представлены поправочные коэффициенты к скорости ветра на различных высотах. Общая закономерность: чем ниже скорость ветра у поверхности земли (на высоте 10 м) из-за торможения потока ветра неровной

поверхностью (растительностью), тем она выше на высотах свыше 100 м, и наоборот для гладкой поверхности земли. Средняя скорость соответствует высоте 50 м, на ней скорость ветра для всех типов растительности примерно одинакова.

В Таблице 2.11 представлены значения коэффициента формы k распределения Вейбулла по скоростям ветра в зависимости от типов растительности. Общая закономерность такова: на территориях есть островные и (на некоторых) преобладающие типы ландшафтов и растительности. При наличии преобладающего типа ветер на нем более равномерный (значение коэффициента k выше). При наличии отдельных островов ветер на них менее равномерный (значение коэффициента k ниже и не может превышать $k=2$). По данным Таблиц 2.10 и 2.11, используя паспортные характеристики ветрогенератора, возможен расчет его мощности, КИУМ, доли нерабочего времени.

3. Для быстрой оценки потенциала ветроэнергетических ресурсов на рассматриваемой территории произведен расчет КИУМ и доли нерабочего времени для современного ветрогенератора с типовой характеристикой, представленной на Рисунке 2.11 [111].

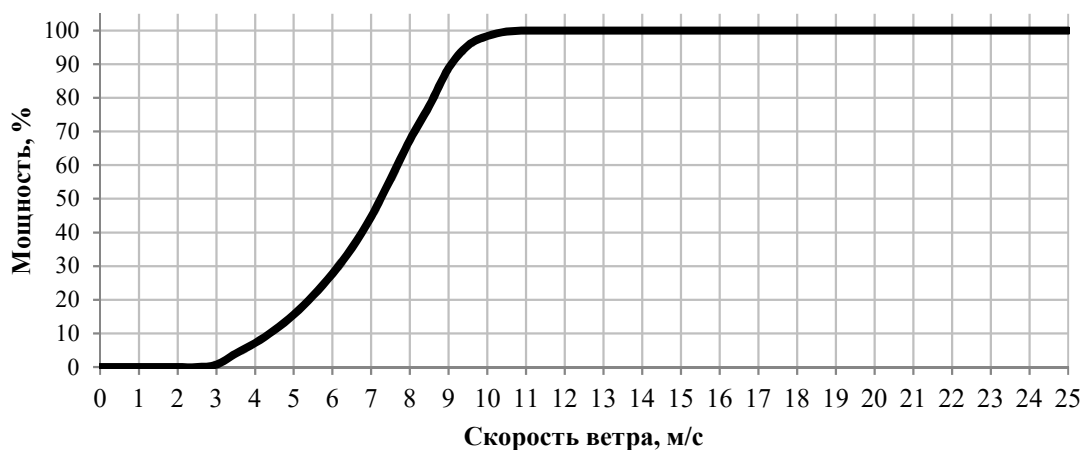


Рисунок 2.11 – Типовая характеристика ветрогенератора

В Таблицах 2.12 и 2.13 представлены поправочные коэффициенты к КИУМ ветрогенерации и доля ее нерабочего времени для характеристики, представленной на Рисунке 2.11.

Пример использования карты: необходимо получить параметры ветра для местности между г. Екатеринбург и г. Каменск-Уральским. Последовательность действий:

1. На карте (см. Рисунок 2.12) указанная местность находится около базовой изоанемоны со среднегодовой скоростью ветра 4,00 м/с. Тип растительности на рассматриваемой местности – островной: по карте можно определить, что из-за хозяйственной деятельности человека присутствует много типов ландшафтов и растительности, в т.ч. 3.7, 3.1, 5 и незначительно 2.2. На большей части рассматриваемой местности растительность может быть охарактеризована как 3.7, если отсутствуют данные о конкретной точке установки ветропарка;

2. Отсюда из Таблицы 2.10 поправочные коэффициенты к скорости ветра: на высоте 10 м - 0,60; на высоте 50 м – 1,00; на высоте 100 м – 1,25. Для среднегодовой скорости ветра 4,00 м/с умножением на коэффициент среднегодовые скорости ветра получаются: на высоте 10 м - 2,4 м/с; на высоте 50 м – 4,00 м/с; на высоте 100 м – 5,00. Промежуточные значения при необходимости могут быть определены интерполяцией. Скорость ветра рассчитывается для высоты втулки ротора рассматриваемой модели ветрогенератора. Затем из Таблицы 2.11 определяется значение коэффициента формы k распределения скоростей ветра для 3.7, островной: $k=2$.

3. Полученные среднегодовая скорость ветра и коэффициент формы далее могут быть использованы для расчета КИУМ, доли нерабочего времени. Для этого также нужны паспортные характеристики ветрогенератора.

Если характеристики неизвестны, то можно оценить КИУМ и долю времени ниже порога включения для ветрогенератора, с характеристикой, представленной на Рисунке 2.11. Следует отметить, что подобной характеристикой обладают хорошие и лучшие модели промышленных ветрогенераторов (т.е. фактически это максимальные КИУМ и минимальные доли времени ниже порога включения для рассматриваемой местности).

1. На карте (см. Рисунок 2.12) указанная местность находится около маркера со значением КИУМ 14,2% и долей времени ниже порога включения 35,7%. Иначе говоря, с 1 МВт ветрогенератора высотой 50 м возможно снять среднюю мощность только 142 кВт, при этом в сумме более трети времени в году ветрогенератор будет в неактивном состоянии из-за недостаточной скорости ветра;

2. Из Таблицы 2.12 поправочные коэффициенты к КИУМ для 3.7, островной: на высоте 10 м – прочерк (ветрогенератор практически не будет работать); на высоте 50 м – 1,00; на высоте 100 м – 1,40. Для КИУМ 14,2%

умножением на коэффициент КИУМ получаются: на высоте 50 м – 14,2%; на высоте 100 м – 19,9%.

3. Из Таблицы 2.13 поправочные коэффициенты к доле времени ниже порога включения для 3.7, островной: на высоте 10 м – прочерк (ветрогенератор практически не будет работать); на высоте 50 м – 1,00; на высоте 100 м – 0,75. Для доли времени 35,7% умножением на коэффициент получаются доли: на высоте 50 м – 35,7 %; на высоте 100 м – 26,8 %.

Карта районирования по потенциалу использования ветровых ресурсов для рассматриваемой территории представлена на Рисунке 2.12.

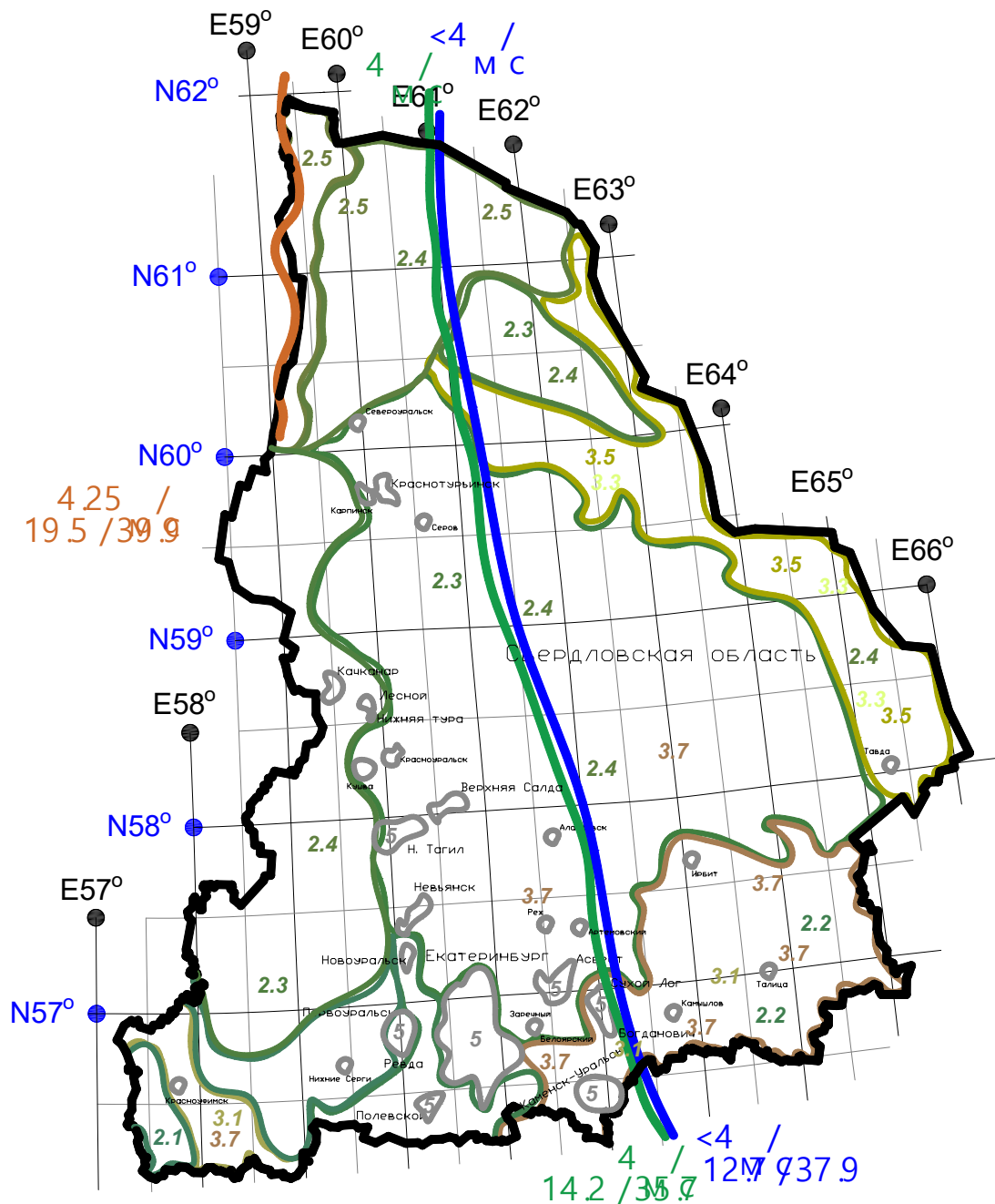


Рисунок 2.12 - Карта районирования по потенциалу использования ветровых ресурсов в зоне МРСК Урала

Таблица 2.10 – Поправочные коэффициенты к скорости ветра в зависимости от типа ландшафта и растительности

№	Тип ландшафта и растительности	Поправочные коэффициенты к силе ветра на высоте, м		
		10	50	100
1. Базовое покрытие				
1	«Аэропорт»: невысокая ровная трава	0,79	1,00	1,11
2. Леса				
2.1	35 м широколиственные и вечнозеленые леса (густота 70 %)	0,47	1,00	1,39
2.2	20 м широколиственные и мелколиственные леса (густота 75 %)	0,54	1,00	1,30
2.3	20 м широколиственные и хвойные леса (густота 75 %)	0,50	1,00	1,36
2.4	17 м хвойные и вечнозеленые леса (густота 75 %)	0,55	1,00	1,30
2.5	14 м хвойные и мелколиственные леса (густота 50 %)	0,53	1,00	1,31
3. Лесостепи, степи, болота и тундры				
3.1	Лесостепь: 18 м широколиственные леса (густота 30 %) и травяной покров	0,52	1,00	1,33
3.2	0,6 м многолетний травяной или кустарниковый покров (густота 100 %)	0,65	1,00	1,21
3.3	0,5 м кусты (переменная густота) и травяной покров	0,65	1,00	1,21
3.4	0,5 м кусты (густота до 10 %) и почва без растительного покрова	0,65	1,00	1,21
3.5	Болота и тундра: 0,6 м карликовые деревья и кусты (переменная густота) и травяной покров	0,65	1,00	1,21
3.6	Почва без растительного покрова	0,70	1,00	1,17
3.7	Сельскохозяйственные земли: 20 м лиственные леса (густота до 10 %) + посевы	0,60	1,00	1,25
4. Снега, льды и водные пространства				
4.1	Неровный и талый снег или лед	0,61	1,00	1,24
4.2	Гладкий протяженный снег или лед	0,80	1,00	1,10
4.3	Открытые водные пространства	0,85	1,00	1,07
5. Пригородная зона				
5	Пригородная зона	-	0,90	1,05

Таблица 2.11 – Значения коэффициента формы k распределения скоростей ветра в зависимости от преобладания ландшафта

№	Тип ландшафта и растительности	Распространенность ландшафта и растительности	
		Базовый	Островной
1. Базовое покрытие			
1	«Аэропорт»: невысокая ровная трава	2,0	2,0
2. Леса			
2.1	35 м широколиственные и вечнозеленые леса (густота 70 %)	-	2,0
2.2	20 м широколиственные и мелколиственные леса (густота 75 %)	-	2,0
2.3	20 м широколиственные и хвойные леса (густота 75 %)	2,5	2,0
2.4	17 м хвойные и вечнозеленые леса (густота 75 %)	2,5	2,0
2.5	14 м хвойные и мелколиственные леса (густота 50 %)	-	2,0
3. Лесостепи, степи, болота и тундры			
3.1	Лесостепь: 18 м широколиственные леса (густота 30 %) и травяной покров	2,0	2,0
3.2	0,6 м многолетний травяной или кустарниковый покров (густота 100 %)	2,5	2,0
3.3	0,5 м кусты (переменная густота) и травяной покров	2,5	2,0
3.4	0,5 м кусты (густота до 10 %) и почва без растительного покрова	2,5	2,0
3.5	Болота и тундра: 0,6 м карликовые деревья и кусты (переменная густота) и травяной покров	-	2,0
3.6	Почва без растительного покрова	-	2,0
3.7	Сельскохозяйственные земли: 20 м лиственные леса (густота до 10 %) + посевы	2,0	2,0
4. Снега, льды и водные пространства			
4.1	Неровный и талый снег или лед	2,0	2,0
4.2	Гладкий протяженный снег или лед	2,5	2,0
4.3	Открытые водные пространства	-	2,0
5. Пригородная зона			
5	Пригородная зона	1,5	1,5

Таблица 2.12 – Поправочные коэффициенты к КИУМ в зависимости от типа ландшафта и растительности

№	Тип ландшафта и растительности	Поправочные коэффициенты к КИУМ для преобладающего / островного типа на высоте		
		10	50	100
1. Базовое покрытие				
1	«Аэропорт»: невысокая ровная трава	-	1,00 / 1,00	1,33 / 1,33
2. Леса				
2.1	35 м широколиственные и вечнозеленые леса (густота 70 %)	-	- / 1,00	- / 2,50
2.2	20 м широколиственные и мелколиственные леса (густота 75 %)	-	- / 1,00	- / 1,95
2.3	20 м широколиственные и хвойные леса (густота 75 %)	-	1,00 / 1,00	2,50 / 2,20
2.4	17 м хвойные и вечнозеленые леса (густота 75 %)	-	1,00 / 1,00	2,20 / 1,95
2.5	14 м хвойные и мелколиственные леса (густота 50 %)	-	- / 1,00	- / 1,95
3. Лесостепи, степи, болота и тундры				
3.1	Лесостепь: 18 м широколиственные леса, густота 30%, и травяной покров	-	1,00 / 1,00	1,40 / 1,40
3.2	0,6 м многолетний травяной или кустарниковый покров, густота 100%	0,25 / 0,30	1,00 / 1,00	1,52 / 1,42
3.3	0,5 м кусты (переменная густота) и травяной покров	0,25 / 0,30	1,00 / 1,00	1,52 / 1,42
3.4	0,5 м кусты (густота до 10 %) и почва без растительного покрова	0,25 / 0,30	1,00 / 1,00	1,52 / 1,42
3.5	Болота и тундра: 0,6 м карликовые деревья и кусты (переменная густота) и травяной покров	-	1,00 / 1,00	- / 1,42
3.6	Почва без растительного покрова	0,25 / 0,30	1,00 / 1,00	1,52 / 1,42
3.7	Сельскохозяйственные земли: 20 м лиственные леса (густота до 10 %) + посевы	-	1,00 / 1,00	1,40 / 1,40
4. Снега, льды и водные пространства				
4.1	Неровный и талый снег или лед	-	- / 1,00	- / 1,30
4.2	Гладкий протяженный снег или лед	0,53 / 0,58	1,00 / 1,00	1,26 / 1,21
4.3	Открытые водные пространства	0,55 / 0,60	1,00 / 1,00	1,26 / 1,21
5. Пригородная зона				
5	Пригородная зона	-	1,00 / 1,00	1,25 / 1,25

Таблица 2.13 – Поправочные коэффициенты к доле времени ниже порога включения в зависимости от типа ландшафта

№	Тип ландшафта и растительности	Поправочные коэффициенты к КИУМ для преобладающего / островного типа на высоте		
		10	50	100
1. Базовое покрытие				
1	«Аэропорт»: невысокая ровная трава	-	1,00 / 1,00	0,69 / 0,69
2. Леса				
2.1	35 м широколиственные и вечнозеленые леса (густота 70 %)	-	- / 1,00	- / 0,52
2.2	20 м широколиственные и мелколиственные леса (густота 75 %)	-	- / 1,00	- / 0,65
2.3	20 м широколиственные и хвойные леса (густота 75 %)	-	1,00 / 1,00	0,52 / 0,57
2.4	17 м хвойные и вечнозеленые леса (густота 75 %)	-	1,00 / 1,00	0,57 / 0,65
2.5	14 м хвойные и мелколиственные леса (густота 50 %)	-	- / 1,00	- / 0,65
3. Лесостепи, степи, болота и тундры				
3.1	Лесостепь: 18 м широколиственные леса (густота 30 %) и травяной покров	-	1,00 / 1,00	0,75 / 0,75
3.2	0,6 м многолетний травяной или кустарниковый покров, густота 100 %	2,50 / 2,00	1,00 / 1,00	0,65 / 0,71
3.3	0,5 м кусты (переменная густота) и травяной покров	2,50 / 2,00	1,00 / 1,00	0,65 / 0,71
3.4	0,5 м кусты (густота до 10 %) и почва без растительного покрова	2,50 / 2,00	1,00 / 1,00	0,65 / 0,71
3.5	Болота и тундра: 0,6 м карликовые деревья и кусты (переменная густота) и травяной покров	-	1,00 / 1,00	- / 0,71
3.6	Почва без растительного покрова	2,50 / 2,00	1,00 / 1,00	0,65 / 0,71
3.7	Сельскохозяйственные земли: 20 м лиственные леса (густота до 10 %) + посевы	-	1,00 / 1,00	0,75 / 0,75
4. Снега, льды и водные пространства				
4.1	Неровный и талый снег или лед	-	- / 1,00	- / 0,75
4.2	Гладкий протяженный снег или лед	1,63 / 1,65	1,00 / 1,00	0,80 / 0,84
4.3	Открытые водные пространства	1,60 / 1,62	1,00 / 1,00	0,82 / 0,86
5. Пригородная зона				
5	Пригородная зона	-	1,00 / 1,00	0,84 / 0,84

В результате оценки потенциала ветровых ресурсов можно сделать следующие выводы:

1. В качестве порогового значения технологической эффективности электроснабжения для районов без сети можно принять скорость ветра 5 м/с, технологической эффективности для районов с возможностью подключения к сети – 6 м/с, коммерческой эффективности для районов с возможностью подключения к сети – 7 м/с.

4. Максимум ветровой мощности в Свердловской области находится в Западной части и для промышленного ветрогенератора высотой 100 м до втулки теоретически составляет 19,5% по КИУМ и 39,9% по доле нерабочего времени ниже порога включения (скорость ветра – 4,25 м/с).

5. Ветрогенерация с высотами до 35 м в Свердловской области малоэффективна. Строительство ветропарков в пригородных зонах малоэффективно.

6. На всей территории преобладающие в течение года ветра – юго-западные 209-225°, поэтому размещать ветропарк эффективнее с наветренной стороны юго-западнее лесных массивов, зданий и сооружений, других препятствий.

Районирование по технологическим параметрам

В предложенной методике карта-схема ЭЭС применяется для идентификации географического местоположения основных центров питания 110 – 220 кВ с целью определения целесообразной точки подключения генерирующего объекта.

В соответствии с предложенным подходом оптимизации, карта делится на ячейки с разрешением 1 градус СШ, 1 градус ВД, к которым соотносятся местоположения и резерв мощности центров питания, к которым может быть выполнено технологическое присоединение.

С целью упорядочивания процесса поиска оптимального размещения объекта генерации на базе ВИЭ в нумерации узлов расчетной модели ЭЭС используется принцип соотнесения с координатами ячейки: наименование ПС: (x, y, порядковый номер в ячейке).

Аналогичным образом выполняется соотнесение линий электропередачи с «ячейками» рассматриваемой модели с целью разнесения потерь мощности в линиях электропередачи, отслеживания динамики изменения напряжений в узлах модели.

Как было упомянуто ранее, для выполнения расчётов была выбрана территория Свердловской области, для которой было проведено районирование по энергетическому потенциалу ВИЭ с шагом 1 градус Северной широты и 1 градус Восточной долготы. В схеме замещения эквивалентной электрической сети напряжением 110 кВ и выше учтено 53 центра питания, относящиеся к основным муниципальным образованиям. Электрическая сеть 220 кВ учтена в объеме основных межрайонных и межрегиональных транзитов. Загрузка центров питания принята на основании официальной информации по Свердловской энергосистеме, представленной в СиПРЭ [36]. Сеть 10 кВ учитывалась в виде отходящих линий до шин ПС первого пояса. Данные по нагрузке, структуре и составу генерирующих мощностей также приняты на основании СиПРЭ Свердловской области.

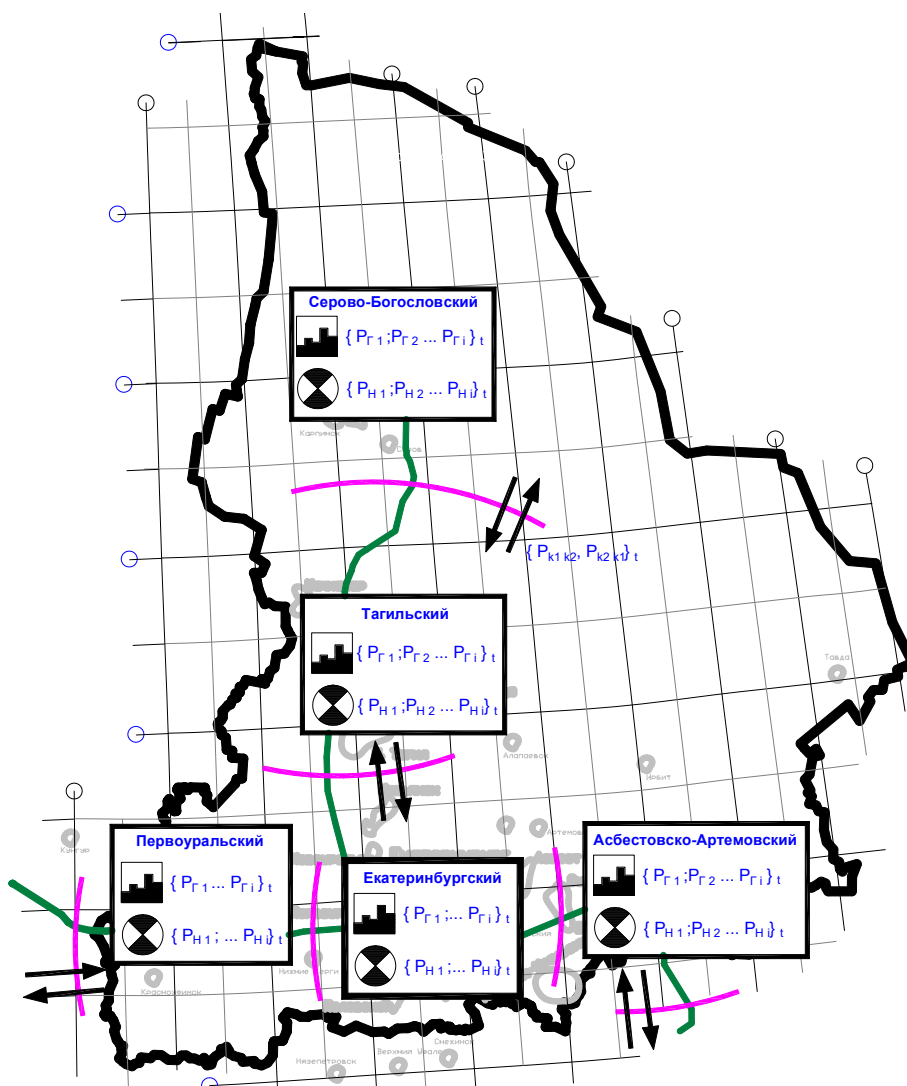


Рисунок 2.13 – Карта технологического районирования энергосистемы для оптимизации размещения ВИЭ

В качестве целевого показателя развития генерирующих объектов на базе ВИЭ принимается общероссийский показатель 4,5% в общей структуре генерирующих мощностей, что составляет до 450 МВт генерирующих мощностей.

В процессе оптимизации для данной территории рассматриваются следующие виды генерирующих объектов на базе ВИЭ: ВЭС, ФЭС, электростанция на биотопливе (БТ). Выполнен анализ и составлены карты потенциала солнечной энергии, ветровой энергии, карта размещения наиболее крупных предприятий лесопромышленного комплекса, карта загрузки центров питания электрической сети 110 кВ и выше.

В результате генетического поиска формируется ранжированный перечень вариантов строительства генерации на базе ВИЭ в зависимости от типа первичного энергоносителя. Варианты с наиболее высокой степенью соответствия представлены в Таблице 2.14. Результаты расчетов по отдельным параметрам представлены в Таблицах 2.15-2.17.

Таблица 2.14 – Ранжированный перечень вариантов

Вариант	$P_{\text{уст}}$, МВт	Центр питания	Техн. параметры	Эконом. параметры	Эколог. параметры	Балл	Оценка
Вар.1 ФЭС, Талицкие ЭС	8	Тугулым	0,68	0,83	0,00	0,67	КП
Вар.2 ФЭС, Восточные ЭС	60	Камышлов	0,49	0,85	0,00	0,61	ОП-3
Вар.3 ФЭС, Артемовские ЭС	20	Туринск	0,61	0,83	0,00	0,65	ОП-3
Вар.4 ФЭС, Восточные ЭС	50	Синарская	0,42	0,86	0,00	0,58	ОП-3
Вар.5 ФЭС, Артемовские ЭС	48	Алапаевск	0,60	0,85	0,00	0,65	КП
Вар.6 БТ, Артемовские ЭС	25	Алапаевск	0,62	0,62	1,00	0,77	КП
Вар.7 БТ, Серовские ЭС	20	Черемухово	0,65	0,48	1,00	0,73	КП
Вар.8 БТ, Западные ЭС	25	Красноуфимская	0,35	0,62	1,00	0,73	КП
Вар.9 БТ, Западные ЭС	15	Михайловская	0,38	0,48	1,00	0,69	КП
Вар.10 ВЭС, Тагильские ЭС	65	Качканар	0,78	1,66	0,80	1,16	СП-1

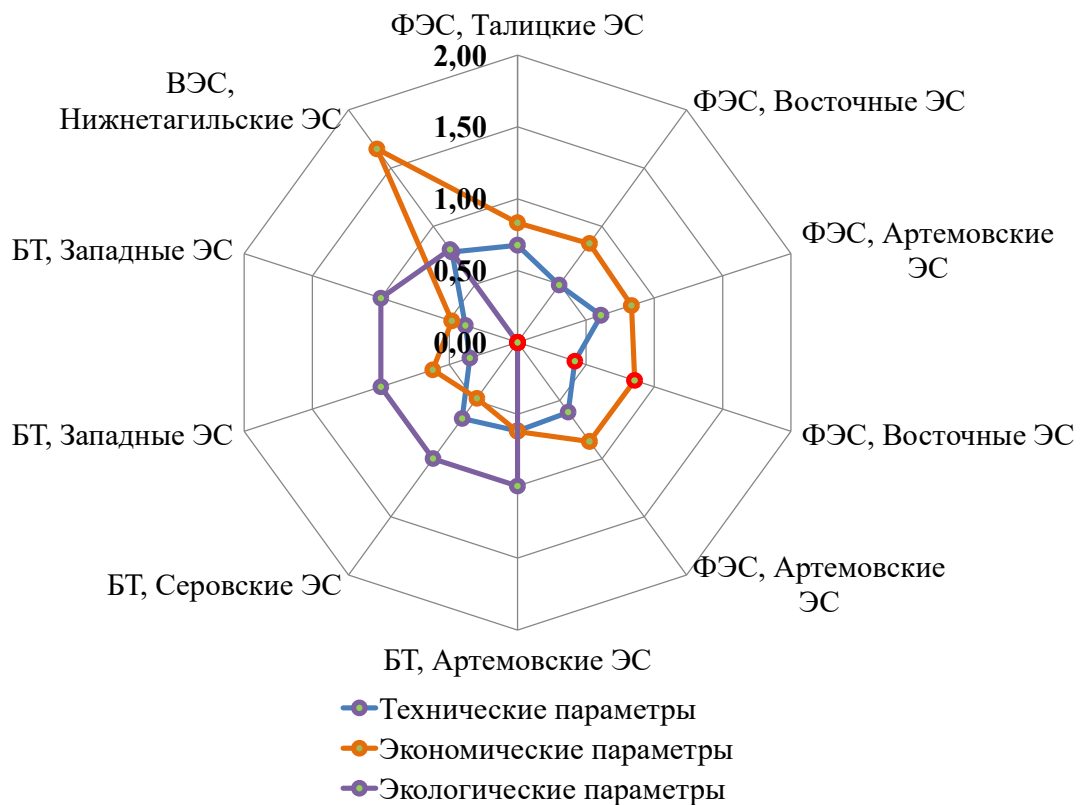


Рисунок 2.14 – Оценка приспособленности вариантов по группам параметров

Анализ результатов оптимизации типа, установленной мощности и мест размещения генерирующих объектов на базе ВИЭ выявил следующее: с увеличением мощности объектов генерации, питающая распределительная сеть разгружается, снижая нагрузку линий до 40%; в большинстве случаев результирующая установленная мощность ограничивается величиной трансформаторной мощности рассматриваемых центров питания; наиболее целесообразными местами размещения объектов генерации на основе ВИЭ являются энергорайоны с высокими показателями экономической активности, выраженными в приросте нагрузки на перспективу 5 лет.

Таким образом, в наибольшей степени всем предъявленным требованиям соответствует вариант строительства ФЭС с установленной мощностью до 50 МВт в Восточном энергорайоне с выдачей мощности в район центра питания 110 кВ Синарская.

Оценка данного варианта находится на границе между объективной полезностью 3 уровня и 2 уровня. Диаграммы полезности вариантов представлены ниже на Рисунке 2.15.

Таблица 2.15 – Результаты расчетов по группе параметров №1, Технические параметры, часть 1

№ п/п	Вариант	$P_{уст}$, МВт	ЦП	Мощность ЦП, МВт	Выдача располагаемой мощности ($I_{загр.мах}$), %	Нагрузка ЦП, МВт	Обеспечения требуемого напряжения ($U_{цп}$, кВ)
1	ФЭС, Талицкие ЭС	8	Тугулым	6,3+10	5,2%	9,50 МВт	117,85 кВ
2	ФЭС, Восточные ЭС	60	Камышлов	20+40	35,9%	21,1 МВт	118,24 кВ
3	ФЭС, Артемовские ЭС	20	Туринск	10+10	14,1%	7,58 МВт	114,79 кВ
4	ФЭС, Восточные ЭС	50	Синарская	40+31,5	26,7%	16,72 МВт	117,84 кВ
5	ФЭС, Артемовские ЭС	48	Алапаевск	60+60	33,1%	29,02 МВт	113,97 кВ
6	БТ, Артемовские ЭС	25	Алапаевск	60+60	14,1%	29,02 МВт	113,01 кВ
7	БТ, Серовские ЭС	20	Черемухово	25+25	24,1%	12,51 МВт	115,68 кВ
8	БТ, Западные ЭС	25	Красноуфимская	125+125	41,5%	33,8 МВт	114,42 кВ
9	БТ, Западные ЭС	15	Михайловская	40+31+25+25	21,1%	23,81 МВт	116,55 кВ
153	ВЭС, Тагильские ЭС	65	Качканар	120+120	19,7%	229 МВт	117,02 кВ

Таблица 2.15 – Результаты расчетов по группе параметров №1, Технические параметры, часть 2

№ п/п	Вариант	$P_{уст}$, МВт	ЦП	Мощность ЦП, МВт	Влияние на потери ($dP_0 \setminus dP_1$)	Рост нагрузки (%)	Автоматизация управления
1	ФЭС, Талицкие ЭС	8	Тугулым	6,3+10	2 148 кВт \ 2 136 кВт	2,1%	>5 МВт
2	ФЭС, Восточные ЭС	60	Камышлов	20+40	2 148 кВт \ 1 028 кВт	2,1%	>25 МВт
3	ФЭС, Артемовские ЭС	20	Туринск	10+10	3 676 кВт \ 2 802 кВт	0,0%	>5 МВт
4	ФЭС, Восточные ЭС	50	Синарская	40+31,5	7 235 кВт \ 6 812 кВт	5,4%	>25 МВт
5	ФЭС, Артемовские ЭС	48	Алапаевск	60+60	3 807 кВт \ 3 053 кВт	0,2%	>25 МВт
6	БТ, Артемовские ЭС	25	Алапаевск	60+60	3 807 кВт \ 3 220 кВт	0,2%	>25 МВт
7	БТ, Серовские ЭС	20	Черемухово	25+25	7 200 кВт \ 6 583 кВт	1,7%	>5 МВт
8	БТ, Западные ЭС	25	Красноуфимская	125+125	2 522 кВт \ 1 981 кВт	6,8%	>25 МВт
9	БТ, Западные ЭС	15	Михайловская	40+31+25+25	2 522 кВт \ 2 170 кВт	6,8%	>5 МВт
153	ВЭС, Тагильские ЭС	65	Качканар	120+120	10 060 кВт \ 9 230 кВт	7,2%	>25 МВт

Таблица 2.16 – Результаты расчетов по группе параметров №2, Экономические параметры, часть 1

№ п/п	Вариант	$P_{уст}$, МВт	ЦП	Капвложения, руб./кВт	КИУМ, %	Землеотвод, руб./м ²	Техприсоединение, о.е.
1	ФЭС, Талицкие ЭС	8	Тугулым	1 340,00	20,50	388,99	1,00
2	ФЭС, Восточные ЭС	60	Камышлов	1 340,00	20,50	350,88	3,05
3	ФЭС, Артемовские ЭС	20	Туринск	1 340,00	19,50	357,02	1,00
4	ФЭС, Восточные ЭС	50	Синарская	1 340,00	22,50	781,40	3,05
5	ФЭС, Артемовские ЭС	48	Алапаевск	1 340,00	19,50	101,21	3,05
6	БТ, Артемовские ЭС	25	Алапаевск	830,00	65,00	101,21	3,05
7	БТ, Серовские ЭС	20	Черемухово	830,00	65,00	101,21	1,00
8	БТ, Западные ЭС	25	Красноуфимская	830,00	65,00	389,20	3,05
9	БТ, Западные ЭС	15	Михайловская	830,00	65,00	389,20	1,00
153	ВЭС, Тагильские ЭС	65	Качканар	1 480,00	19,50	422,06	3,05

Таблица 2.16 – Результаты расчетов по группе параметров №2, Экономические параметры, часть 2

№ п/п	Вариант	$P_{уст}$, МВт	ЦП	ДПМ, руб./кВт	$I_{пост}$, руб./год/кВт	$I_{пер}$, руб./год	Срок окупаемости, лет
1	ФЭС, Талицкие ЭС	8	Тугулым	120 000	12 000 000,00	14 366,40	13,35
2	ФЭС, Восточные ЭС	60	Камышлов	120 000	90 000 000,00	107 748,00	13,12
3	ФЭС, Артемовские ЭС	20	Туринск	120 000	30 000 000,00	34 164,00	13,38
4	ФЭС, Восточные ЭС	50	Синарская	120 000	75 000 000,00	98 550,00	15,55
5	ФЭС, Артемовские ЭС	48	Алапаевск	120 000	72 000 000,00	81 993,60	12,01
6	БТ, Артемовские ЭС	25	Алапаевск	0,00	140 000 000,00	256 230 000,00	11,62
7	БТ, Серовские ЭС	20	Черемухово	0,00	112 000 000,00	204 984 000,00	11,62
8	БТ, Западные ЭС	25	Красноуфимская	0,00	140 000 000,00	256 230 000,00	12,25
9	БТ, Западные ЭС	15	Михайловская	0,00 (120 000)	84 000 000,00	153 738 000,00	12,25
153	ВЭС, Тагильские ЭС	65	Качканар	0,00	110 500 000,00	111 033,00	Нет

Таблица 2.17 – Результаты расчетов по группе параметров №3, Экологические параметры

№ п/п	Вариант	$P_{уст}$, МВт	ЦП	Выработка, МВт ч	Снижение выбросов, тонн/год
1	ФЭС, Талицкие ЭС	8	Тугулым	14 366,4	130,3
2	ФЭС, Восточные ЭС	60	Камышлов	107 748,0	977,2
3	ФЭС, Артемовские ЭС	20	Туринск	34 164,0	309,9
4	ФЭС, Восточные ЭС	50	Синарская	98 550,0	893,8
5	ФЭС, Артемовские ЭС	48	Алапаевск	81 993,6	743,7
6	БТ, Артемовские ЭС	25	Алапаевск	142 350,0	0,0
7	БТ, Серовские ЭС	20	Черемухово	113 880,0	0,0
8	БТ, Западные ЭС	25	Красноуфимская	142 350,0	0,0
9	БТ, Западные ЭС	15	Михайловская	85 410,0	0,0
153	ВЭС, Нижнетагильские ЭС	65	Качканар	111 033,0	1 007,0

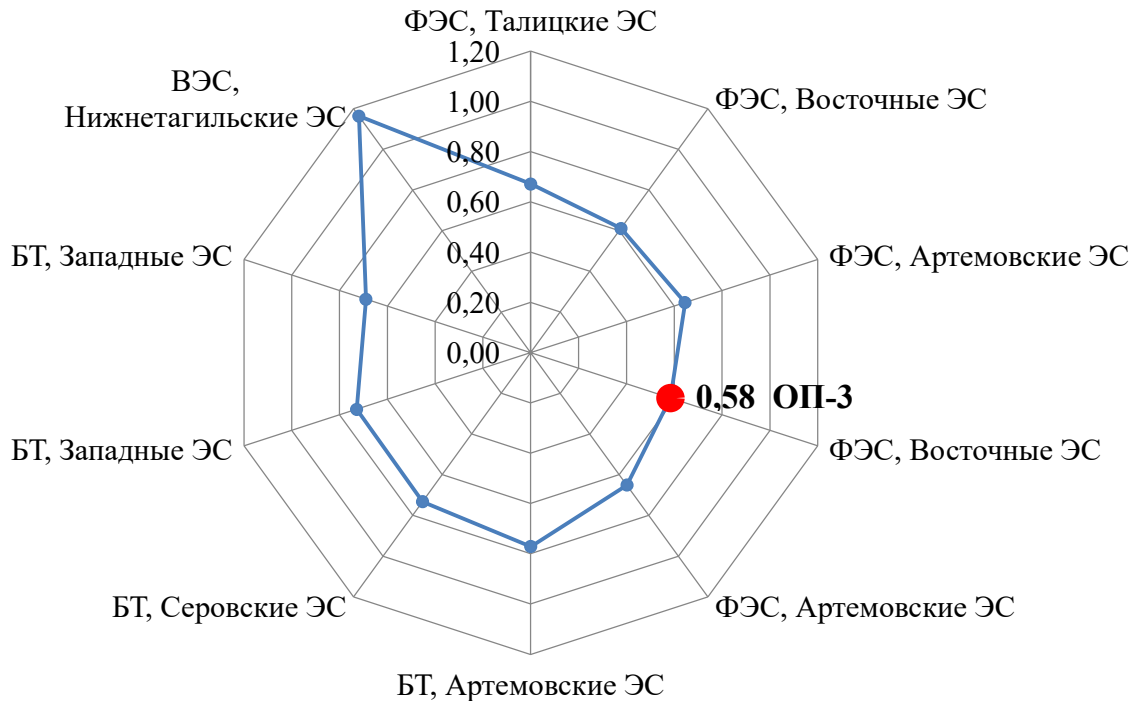


Рисунок 2.15 – Итоговая оценка приспособленности вариантов

Выводы по главе 2

Представленная методика планирования размещения объектов ВИЭ позволяет в комплексе оценивать:

- энергетический потенциал установки солнечных, ветровых электростанций, а также генерации с использованием биотоплива;
- состояние рассматриваемой энергосистемы и технологические последствия от установки дополнительного источника генерации;
- экономический эффект от внедрения генерирующих объектов на базе ВИЭ с учетом имеющихся форм государственного стимулирования;
- экологические последствия от внедрения генерирующих объектов на базе ВИЭ в зависимости от технологии производства электроэнергии.

Используемый для многопараметрического анализа Математический аппарат, построенный на основе анализа функций полезности реализации вариантов по отдельным группам параметров с помощью метода иерархий позволяет проводить комплексную оценку проекта по внедрению генерирующего объекта на ВИЭ и дает лицу, принимающему решение подробную картину в отношении целесообразности реализации генерирующего объекта на базе ВИЭ. Предложенная математическая модель

является гибкой и позволяет интегрировать другие параметры и ограничения, а также на основе экспертных оценок назначать иные пороговые уровни полезности и весовые коэффициенты.

Применение ГА позволило не только оценить целесообразность развития тех или иных технологии выработки электрической энергии с использованием ВИЭ, но и получить технологически обоснованный предел по установленной мощности объекта генерации исходя из схемно-режимных ограничений, энергетического потенциала и экономических условий.

С использованием предложенной методики эффективно решается задача стратегического планирования развития возобновляемых ресурсов.

3 РАЗРАБОТКА МОДЕЛЕЙ КРАТКОСРОЧНОГО И ОПЕРАТИВНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3.1 Постановка задачи прогнозирования

Настоящая глава диссертационной работы посвящена описанию моделей краткосрочного и оперативного прогнозирования выработки ФЭС. В разделе представлено описание различных конфигураций ФЭС, основные технические особенности и требования при параллельной работе с ЭЭС. Приведено описание существующего мирового опыта в области прогнозирования выработки ФЭС.

Задача краткосрочного и оперативного планирования электроэнергетического режима энергосистемы представляет собой комплекс мероприятий, направленных на обеспечение сбалансированности графиков потребления и генерации энергосистем, надежности и экономичности производства и передачи электрической энергии [112,113]. Краткосрочное планирование осуществляется на предстоящие сутки и выполняется диспетчерскими центрами.

Среди подзадач, решаемых при краткосрочном и оперативном планировании электроэнергетического режима, особо выделяется прогнозирование выработки электрической энергии электростанций, работающих на базе ВИЭ. Увеличение доли такого рода электростанций в суммарной установленной мощности генерирующего оборудования энергосистем приводит к все большему возрастанию их влияния на планируемый баланс в энергосистеме [114], частоту [115,116], качество электрической энергии [117,118], на статическую и динамическую устойчивость [119-121], уровни напряжений [122,123], потери электроэнергии [124,125].

3.2 Анализ существующих систем прогнозирования генерации фотоэлектрических электростанций

При анализе влияния ВИЭ на энергосистему необходимо учитывать стохастическую природу погодных условий, особенно при рассмотрении ФЭС и ВЭС, выработка электроэнергии которых во многом зависит от метеорологических факторов [126,127]. Такого рода неопределенность в большинстве случаев анализируются с использованием математического

аппарата теории вероятности [128,129]. При использовании теории вероятности могут применяться и качественные, и количественные методы [130].

Согласно [131], суммарная выработка электроэнергии в мире за 2017 г. составила 25551,3 ТВт·ч. Доля выработки ФЭС составила 1,73% (442,6 ТВт·ч), ВЭС – 4,39% (1122,7 ТВт·ч). Установленная мощность ФЭС на конец 2017 г. составила 399,6 ГВт, рост установленной мощности за год составил 24,22% (96,8 ГВт). Установленная мощность ВЭС на конец 2017 г. составила 514,8 ГВт, рост установленной мощности за год составил 9,15% (47,1 ГВт).

Исследования динамики роста установленной мощности электростанций, использующих ВИЭ, позволяют судить о том, что наибольший темп увеличения установленной мощности характерен для ФЭС. Данный факт обуславливает необходимость разработки более точных моделей прогнозирования режимов их работы [132].

Как правило, существующие модели прогнозирования можно отнести к одной из четырех категорий [133]: физические, статические, интеллектуальные и комбинированные (гибридные).

Модели прогнозирования, опирающиеся на методы статистического анализ, в своей основе используют ретроспективные данные, позволяющие определить зависимость между погодными условиями и выработкой электрической энергии или интенсивностью солнечного излучения.

Авторы исследования [134] рассматривали значительное количество моделей временных рядов: скользящее среднее, экспоненциальное сглаживание с сезонными и тренд-аддитивными составляющими, инерционный ряд и другие. Кроме того, рассматривалась возможность разложения временных рядов на составляющие: трендовую, сезонную и нерегулярную. Результаты исследований показали, что прогнозирование небольших величин с использованием моделей скользящего среднего сопряжено со значительной величиной ошибки прогнозирования. Более того, для моделей экспоненциального сглаживания характерен эффект «отставания» прогнозной величины от текущего значения, что приводит к низкой точности прогнозирования, особенно в области перегиба кривой выработки электрической энергии на ФЭС.

В [135] разработан метод, позволяющий определять для любого часа и любого дня в течение года средние значения интенсивности солнечного

излучения. Данный метод был основан на предложенном ранее методе оценивания нерегулярных колебаний интенсивности солнечного излучения. Повышения точности оценки нерегулярных колебаний удалось достичь за счет выделения регулярной составляющей случайной величины.

В работе [136] была проанализирована эффективность применения авторегрессионных моделей, моделей скользящего среднего и «ближайших соседей», а также их комбинаций для решения задачи прогнозирования выработки энергии на ФЭС. Было показано, что точность прогнозирования значительно снижается при увеличении интервала прогнозирования, что во многом обусловлено ослаблением автокорреляционных связей по мере удаления горизонта упреждения. Наибольшей эффективностью, по мнению исследователей, обладает авторегрессионная модель интегрированного скользящего среднего (ARIMA), которая обладает сравнительно низкой ошибкой прогнозирования и малым количеством входных параметров.

Коллектив авторов [137] анализировал эффективность нелинейных многофакторных адаптивных регрессионных моделей при составлении прогнозов выработки фотоэлектростанций «на сутки вперед». Данный вид моделей сравнивался с линейными регрессионными и нелинейными нейросетевыми моделями. Экспериментальные исследования с использованием реальных данных показали, что, несмотря на относительную простоту многофакторных адаптивных регрессионных моделей, данный метод позволяет получать надежные прогнозы относительно высокой точности.

При составлении прогнозов генерации фотоэлектрических станций с использованием физических моделей применяют прогноз погоды и спутниковые снимки. Для данных видов моделей, как правило, характерен малый интервал упреждения.

В статье [138] представлена модель прогнозирования, которая на основе спутниковых снимков позволяет определять интенсивность солнечного излучения у поверхности земли – базовой энергетической характеристики для реализации прогнозирования выработки ФЭС. Предложенный метод дает возможность определить прямую и рассеянную составляющую солнечного излучения для заданного интервала времени и местоположения. Авторами было отмечено, что представленная в работе система позволяет эффективно определять интенсивность солнечного излучения там, где отсутствуют средства наземных измерений метеорологических условий.

В работе [139] представлен развернутый анализ численных методов прогнозирования погоды. В результате исследования было определено, что ряд методов численного прогноза погоды приводит к получению завышенных значений для ряда метеорологических показателей. Был предложен способ повышения точности данных методов за счет корректировки пространственного разрешения прогнозов и входных параметров моделей.

Авторами [140] проводилось сравнение двух моделей наземных камер (облачных камер) для получения изображений неба. Одна из камер позволяла получать панорамные изображения неба, а другая – обладала повышенным пространственным разрешением и более точным улавливанием интенсивности и спектра солнечного излучения. Используя корреляционный и дисперсионный анализ, было обнаружено, что камера с большим пространственным разрешением обладает большей эффективностью для применения в задачах оперативного прогнозирования выработки ФЭС.

В работе [141] были предприняты попытки использования метода наименьших квадратов для корректировки численных прогнозов погоды с целью получения более точных прогнозов выработки ФЭС на интервале упреждения в одни сутки. Данный метод был проверен на базе ретроспективных данных, объем которой составил более 3 лет.

В основу расчетов с использованием интеллектуальных методов ложатся методы машинного обучения и искусственного интеллекта. Следует отметить, что большая часть полученных результатов относится именно к работе с исходными данными, что говорит о необходимости решения задачи предварительной обработки и фильтрации данных.

Авторы [142] исследовали эффективность использования четырех типов нейронных сетей для получения прогнозов выработки ФЭС: рекуррентную сеть, сеть радиально-базисных функций, ансамбль нейронных сетей и многослойный перцептрон. Наименьшую ошибку прогноза позволял получить ансамбль искусственных нейронных сетей, поскольку композиция методов снижала погрешности, вызванные переобучением нейронных сетей отдельных типов. Авторы в целом отмечают эффективность применения ансамблевых методов в части повышения вычислительной эффективности при решении задачи прогнозирования выработки ФЭС. Именно ансамблевые методы позволяют реализовать многократное использование и агрегирование

результатов работы простых регрессионных моделей, за счет чего повышается гибкость системы и точность прогнозирования.

Авторы [143] пошли по пути использования биоинспирированных методов для настройки параметров регрессионных моделей. В работе представлена модель, которая, используя ГА, оптимизировала другие модели прогнозирования выработки ФЭС за счет выбора параметров и оптимального набора входных данных. Полученная надстройка над другой моделью, за счет функции дискретного распределения вероятности, позволяла получать более точный прогноз выработки энергии на ФЭС.

В работе [144] выполнено сравнение метода опорных векторов, нейронной сети радиально-базисных функций и стандартной авторегрессии. При обучении моделей использовались данные об облачности, скорости ветра и относительной влажности воздуха. Прогнозируемой величиной при этом являлась величина коэффициент прозрачности, то есть пропускающая способность атмосферы. Используя данные об интенсивности солнечного излучения на границе атмосферы и прогнозы коэффициента прозрачности, выполнялся расчет интенсивности солнечного излучения на поверхности земли. Наиболее эффективным среди рассмотренных оказался метод опорных векторов.

В исследовании [145] рассмотрено использование решающих деревьев для составления прогнозов генерации фотоэлектростанций. Обучение модели происходило с использованием ретроспективных данных о выработке сорока двух ФЭС в Японии. Данное исследование показало, что при небольшом горизонте прогнозирования ретроспективные данные локальных измерений позволяют существенно снизить ошибку. Также был сделан вывод, что при увеличении интервала упреждения больший вклад в ошибку прогнозирования вносят прогнозы облачности.

Комбинированные модели прогнозирования выработки ФЭС представляют собой сочетание статистических, физических или интеллектуальных моделей.

Авторами [146] разработан комбинированный метод, сочетающий нейронную сеть на основе многослойного прецептрона и метод авторегрессии скользящего среднего. Результатом прогнозирования модели являются среднечасовые значения суммарной интенсивности солнечного излучения у поверхности земли. Входными параметрами модели являлись ретроспективные данные об интенсивности солнечного излучения и

прогнозные данные о погоде. Высокая эффективность предложенной методики была подтверждена данными о низких ошибках прогнозирования и доверительных интервалах.

В работе [147] представлен эксперимент по объединению автогерессионной модели, основанной на биномиальном сглаживании, и нейронной сети радиально-базисных функций. Полученная гибридная модель позволила уменьшить влияние переобучения на итоговую погрешность прогноза и уменьшить статистическую неопределенность.

Исследователя из Китая [148] рассмотрена эффективность использования коэффициента качества воздуха как одного из входных параметров при составлении прогнозов генерации СЭС для облачных дней. Основу предложенной гибридной модели составляла нейронная сеть обратного распространения. Другими использованными при обучении данными были влажность, интенсивность солнечного излучения, температура и скорость ветра. В исследовании предлагалось использовать коэффициент качества воздуха только для прогнозирования облачных дней.

Авторы [149] также анализировали возможность создания гибридной модели, объединяющей физические методы расчета идеальных условий чистого неба и статистических методов учета реальных условий. Построенная гибридная модели по методу оптимального упрощения экстремального обучения с двумя разными стратегиями, с использованием биоинспирированных алгоритмов, определяет оптимальные весовые коэффициенты. Сравнение эффективности прогнозирования предложенной модели и моделей авторегрессии и нейронной сети обратного распространения показывает высокую точность прогнозов генерации ФЭС.

На основе описанных выше подходов и базируются современные системы прогнозирования выработки ФЭС, но несмотря на описанные выше достоинства большинство из них обладают следующими недостатками:

- большая ошибка прогнозирования выработки электроэнергии на ФЭС в пасмурные дни;
- использование усредненных на месячных или годовых интервалах времени параметров солнечного излучения;
- неучет влияния внешних и внутренних факторов снижения эффективности работы ФЭС.

Все выше сказанное говорит об отсутствии универсальности современных систем прогнозирования выработки ФЭС и вынуждает совершенствовать существующие и искать новые методы моделирования таких систем.

3.3 Расчет параметров солнечного излучения

Расчет плотности потока энергии солнечного излучения, оказывающего влияние на выработку электрической энергии фотоэлектрической панелью, выполняется в несколько этапов. Первым шагом, реализуется расчет приближенного значения плотности потока энергии солнечного излучения на границе атмосферы Земли. Вторым и третьим шагом выполняется оценка плотности потока энергии солнечного излучения на горизонтальной и наклонной плоскости, соответственно.

Солнечное излучение на границе атмосферы Земли

Плотность потока энергии излучения на границе атмосферы практически неизменна в течение года. Для описания этой величины используется солнечная постоянная $G_{\text{сп}}$ – константа, определяющая среднюю в течение года энергию солнечного излучения, приходящуюся на поверхность единичной площади, расположенную вне атмосферы Земли на среднем расстоянии Земли от солнца перпендикулярно направлению распространения солнечных лучей, в единицу времени [150]. По данным внеатмосферного дистанционного зондирования солнечная постоянная равна 1367 Вт/м^2 .

Незначительное изменение значения солнечной постоянной в течение года обусловлено эллиптической орбитой вращения Земли, то есть изменением расстояния между источником излучения – Солнцем и приемником излучения – Землей. Для учета этого изменения и более точного определения плотности потока энергии солнечного излучения на границе атмосферы $G_{\text{га}}$ для рассматриваемых календарных суток n в задаче прогнозирования выработки фотоэлектрических электростанций необходимо использовать следующее выражение [150]:

$$G_{\text{га}} = 0,033 \cdot G_{\text{сп}} \cos \frac{360n}{365} + G_{\text{сп}}. \quad (3.1)$$

Плотность потока солнечного излучения (ППСИ) на границе атмосферы также зависит от географического положения рассматриваемой точки на поверхности земли, времени года и времени суток. Для учета географического

положения при расчете ППСИ на границе атмосферы используется система географических координат, то есть широта φ и долгота λ .

Учет времени года реализуется путем расчета угла солнечного склонения δ (в диапазон $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$), значение которого для рассматриваемого дня n определяется следующим выражением [150]:

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left(360^\circ \frac{284 + n}{365}\right). \quad (3.2)$$

Очевидно, что задача прогнозирования выработки энергии фотоэлектрической электростанцией решается для светового дня, а не для календарных суток. Таким образом, суточные изменения ППСИ – это основа для получения достоверного прогноза.

Для учета времени суток при расчете ППСИ на границе атмосферы используется часовой угол. На Рисунке 3.1 представлена геометрическая интерпретация часового угла. ON – ось, проходящая через центр Земли и географический Северный полюс. OM – ось, проходящая через центр Земли и точку солнечного зенита для данного географического положения и времени года. Часовой угол ω – это угол между двумя плоскостями: одна плоскость проходит через оси ON и OM , а другая – через ось ON и ось, проведенную через центр Земли и центра солнца [151]. В течение часа угол изменяется на 15° .

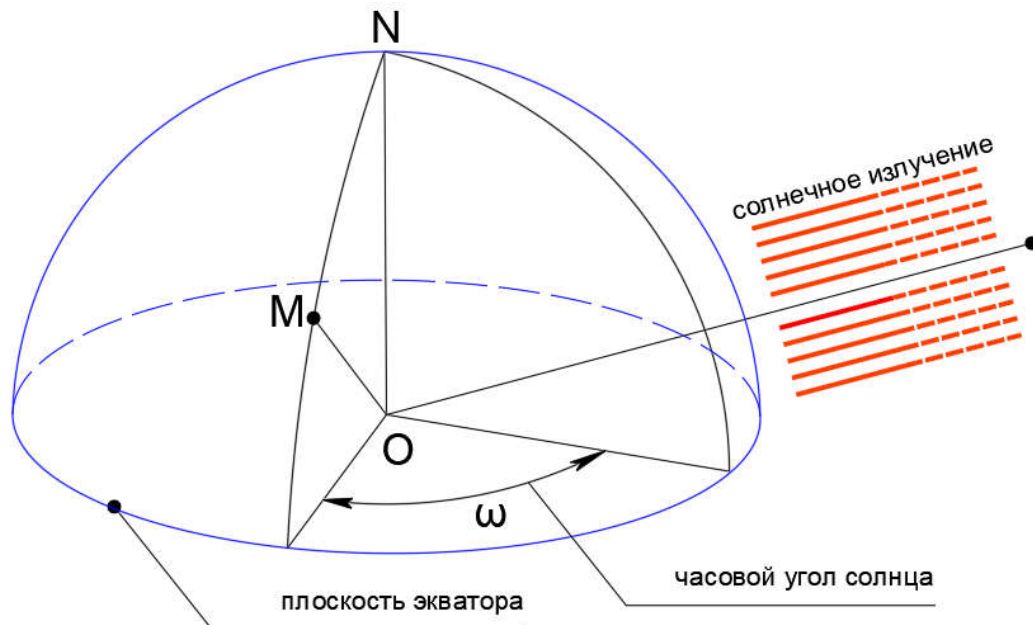


Рисунок 3.1 – Определение часового угла

Минимальное значение часового угла соответствует рассвету, максимальное значение часового угла соответствует закату. Часовой угол

солнечного полудня всегда равен нулю. Изменение часовых углов заката и рассвета в течение года обусловлено сезонным изменением длины светового дня. На Рисунке 3.2 показано, как меняется длина углового пути Солнца для летнего солнцестояния, зимнего солнцестояния и равноденствия. Летом солнце проходит больший угловой путь, что в результате приводит к увеличению длительности светового дня, а зимой – наоборот. В Таблице 3.1 представлены результаты расчета часовых углов заката и рассвета для точки, расположенной на 47° северной широты.

Таблица 3.1 – Часовые углы заката и рассвета для 47° с.ш.

Угол	ω_p , град	ω_z , град
Зимнее солнцестояние	-61	61
Равноденствие	-90	90
Летнее солнцестояние	-118	118

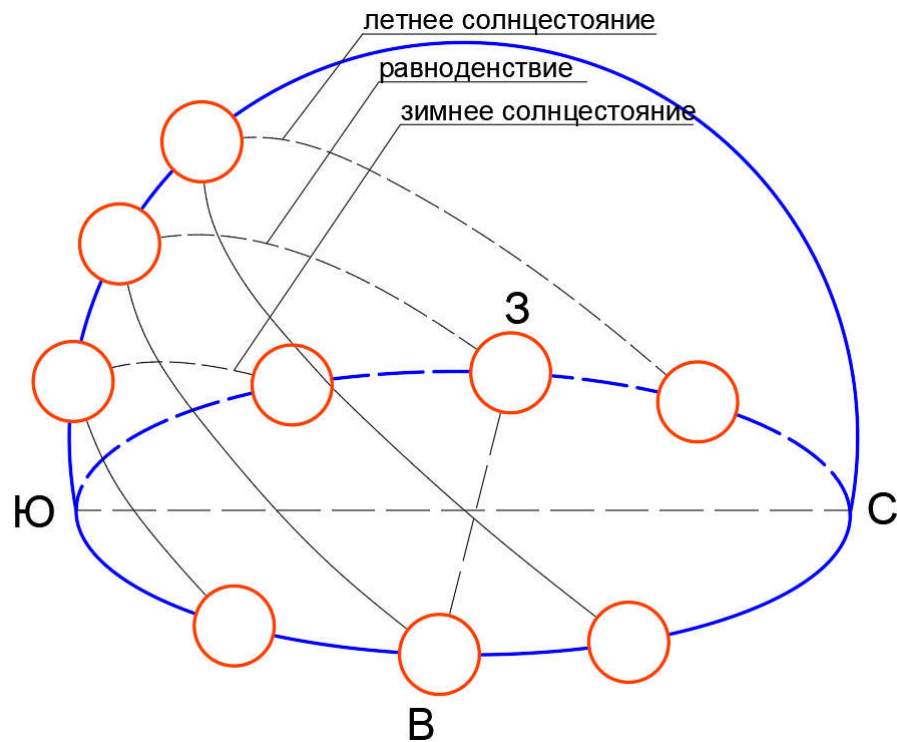


Рисунок 3.2 – Угловая траектория солнца в разное время года

Итак, для расчета ППСИ на границе атмосферы для конкретного момента времени необходимо выполнить расчет часового угла солнца. Одной из величин, необходимых для расчета, является солнечное время t_c , которая представляет собой местное время с учетом поправок на долготу, летнее время и часовой пояс. Для определения солнечного времени t_c используется следующее выражение [150]:

$$t_c = E + \frac{\lambda}{15^\circ} - (Z_m + Z_c) + t_m, \quad (3.3)$$

где E – уравнение времени, ч; λ – долгота, град; Z_m – поправка на часовой пояс, ч; Z_c – поправка на летнее время, ч; t_m – местное время, ч.

Часовым углам рассвета, заката и полудня соответствуют время рассвета, время заката и солнечного полудня. Начиная с времени рассвета и заканчивая временем заката возможно попадание солнечного излучения на поверхность фотоэлектрической панели с заданными географическими координатами в данное время года.

Солнечный полдень $t_{сп}$ рассчитывается по формуле (3.3) для местного времени 12:00. Время рассвета определяется по формуле:

$$t_p = \frac{\omega_p}{15^\circ} + t_{сп}, \quad (3.4)$$

где ω_p – часовой угол рассвета, град; t_p – время рассвета, ч.

Время заката Солнца определяется аналогично относительно часового угла заката:

$$t_z = \frac{\omega_z}{15^\circ} + t_{сп}, \quad (3.5)$$

где ω_z – часовой угол заката, град; t_z – время заката, ч.

С геометрией движения солнца также тесно связаны понятия зенитного угла и угловой высоты солнца. Геометрическая интерпретация этих углов представлена на Рисунке 3.3.

Зенитный угол θ_z – это угол между перпендикуляром к горизонтальной поверхности, проведенным к точке размещения фотоэлектрической панели и прямой, проходящей через центр Солнца и данную точку. Зенитный угол можно определить в соответствии с выражением [151]:

$$\theta_z = \arccos(\sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega), \quad (3.6)$$

где θ_z – зенитный угол, град; δ – угол солнечного склонения, град; φ – широта, град; ω – часовой угол, град.

Угловая высота солнца α – это угол между прямой, проходящей через центр солнца и точку размещения фотоэлектрической панели и проекцией этой прямой на горизонтальную плоскость. Угловая высота солнца дополняет

до 90 градусов зенитный угол. Исходя из этого, данную величину можно определить по выражению:

$$\alpha = 90 - \theta_z, \quad (3.7)$$

где α – угловая высота солнца, град; θ_z – зенитный угол, град.

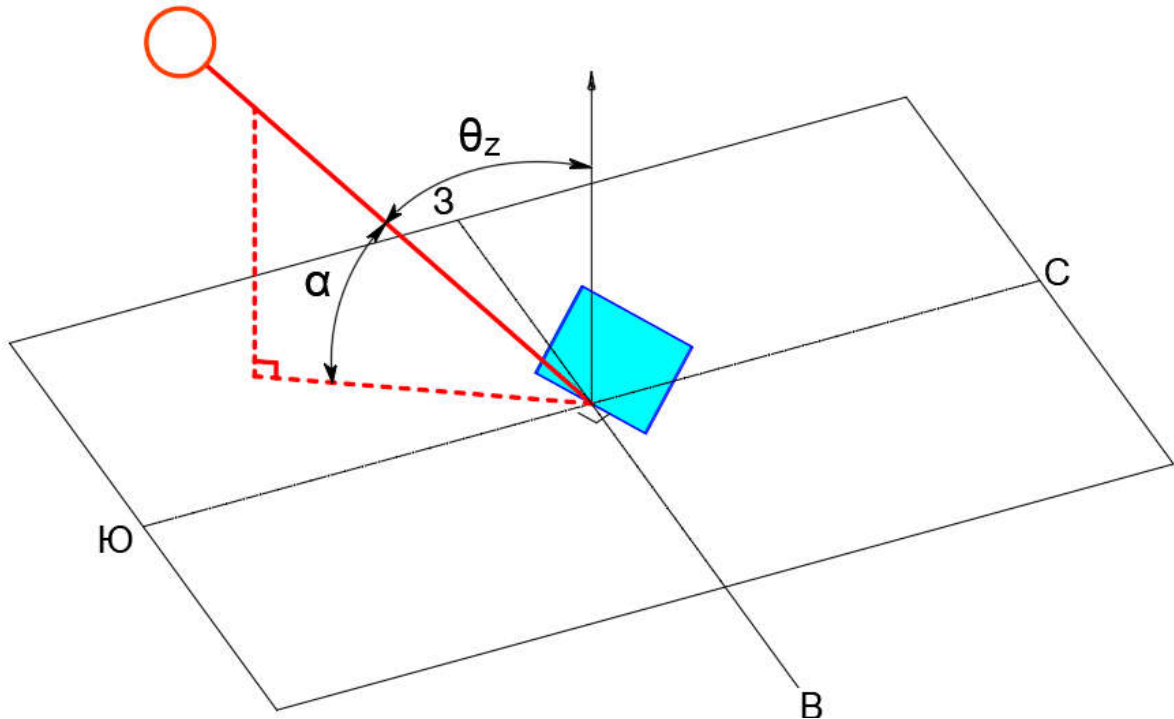


Рисунок 3.3 – Геометрическая интерпретация углов α и θ_z

Таким образом, учитывая выражение для определения ППСИ на границе атмосферы \bar{G}_0 представляет собой солнечную постоянную, умноженную на коэффициент, учитывающий географическое положение рассматриваемой точки на поверхности земли, время года и время суток [150,151]:

$$\bar{G}_0 = \frac{12 \cdot G_{\text{га}}}{\pi} \left[\sin \delta \cdot \sin \varphi \cdot \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) \right], \quad (3.8)$$

где \bar{G}_0 – среднее ППСИ на границе атмосферы внутри заданного интервала времени, Вт/м²; $G_{\text{га}}$ – солнечная постоянная для заданного дня, Вт/м²; δ – угол солнечного склонения, град; φ – широта, град; ω_2 – часовой угол, соответствующий концу интервала времени расчета, град; ω_1 – часовой угол, соответствующий началу интервала времени расчета, град.

Солнечное излучение у поверхности Земли

Для определения ППСИ, доходящего до поверхности земли, необходима оценка пропускной способности атмосферы, то есть той доли ППСИ на границе атмосферы, которая в итоге будет определять выработку

фотоэлектрической панели. Находящиеся в атмосфере облака, частицы пыли и молекулы воды существенно снижают величину \bar{G}_0 . Особенности прохождения солнечными лучами атмосферы графически отражены на Рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Особенности прохождения солнечными лучами атмосферы

Коэффициент, учитывающий изменение ППСИ при прохождении атмосферы, называется коэффициент прозрачности. Данный коэффициент учитывает, как поглощение энергии солнечного излучения атмосферой, так и отражение части излучения обратно в космическое пространство. Энергетическая диаграмма, описывающая изменение ППСИ и характеризующая коэффициент прозрачности для случая отсутствия облачности, представлена на Рисунке 3.5 [151].

Таким образом, исходя из определения, коэффициент прозрачности можно рассчитать в соответствии со следующим уравнением [150]:

$$k_T = \frac{\bar{G}}{\bar{G}_0}, \quad (3.9)$$

где \bar{G}_0 – среднее расчетное (теоретически максимальное) значение ППСИ на границе атмосферы внутри заданного расчетного интервала времени, Вт/м²; \bar{G} – среднее измеренное значение ППСИ у поверхности земли внутри заданного расчетного интервала времени, Вт/м²; k_T – коэффициент прозрачности.

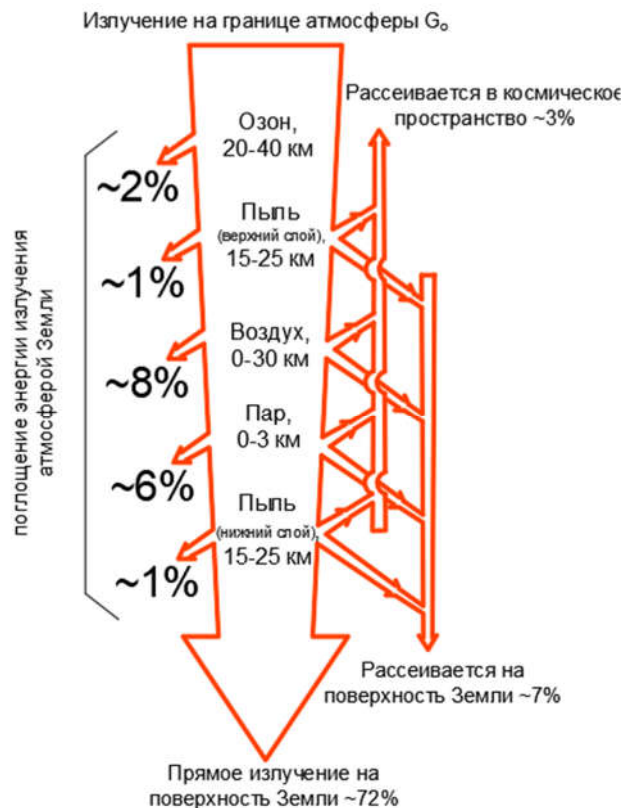


Рисунок 3.5 – Энергетическая диаграмма снижения интенсивности солнечного излучения при прохождении атмосферы

Выражение (3.9) позволяет вычислить коэффициент прозрачности с большой точностью, но при этом требует непосредственных измерений ППСИ. Таким образом, для задачи прогнозирования выработки фотоэлектрической электростанции в первую очередь требуется прогноз базового энергетического параметра – ППСИ, которая определяется на основании данных метеорологических прогнозов.

3.4 Модель краткосрочного прогнозирования

Определение состава предикторов

Данные, которые могут быть включены в модель краткосрочного прогнозирования коэффициента прозрачности в качестве признака соответствуют трем информационным источникам:

1. Расчетные значения и постоянные величины.
2. Данные метеорологического прогноза на сутки вперед.
3. Ретроспективные данные измерений на ФЭС.

Определение значимых признаков для включения в модель краткосрочного прогнозирования ППСИ осуществляется на основе

расширенной матрицы парных коэффициентов корреляции. Размерность такой матрицы $k + 1$, она имеет вид:

$$R = \begin{bmatrix} 1 & r_{x_2x_1} & r_{x_3x_1} & \cdots & r_{x_kx_1} & r_{yx_1} \\ r_{x_1x_2} & 1 & r_{x_3x_2} & \cdots & r_{x_kx_2} & r_{yx_2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ r_{x_1x_k} & r_{x_2x_k} & r_{x_3x_k} & \cdots & 1 & r_{yx_k} \end{bmatrix}, \quad (3.10)$$

В случае, если известны значения зависимых и независимых переменных, матрица парных корреляций R может быть вычислена по следующей формуле:

$$r_{yx_k} = \frac{\sum_{t=1}^n (y_t - \bar{y}) \cdot (x_{jt} - \bar{x}_j)}{n \cdot \sqrt{\sigma_y \cdot \sigma_{x_j}}}, \quad (3.11)$$

где r_{yx_j} – коэффициент парной корреляции между зависимой и j -ой независимой переменной; y_t – t -е значение зависимой переменной; \bar{y} – математическое ожидание величины y ; x_{jt} – t -е значение j -ой независимой переменной; \bar{x}_j – математическое ожидание величины x_j ; n – объем выборки; σ_y – среднее квадратическое отклонение величины y ; σ_{x_j} – среднее квадратическое отклонение величины x_j .

Результат расчета матрицы парных корреляций для имеющихся признаков и отклика представлен следующим образом:

$$R = \begin{array}{l} \text{угол склонения, } \delta \\ \text{зенитный угол, } \theta_3 \\ \text{угловая высота, } \alpha \\ \text{солнечная постоянная, } G_{\text{сп}} \\ \text{ППСИ на гр. атмосферы, } G_{\text{га}} \\ \text{облачность, } cc \\ \text{температура, } T_a \\ \text{влажность, } RH \\ \text{скорость ветра, } WS \end{array} \begin{bmatrix} 1 & 0,4 & 0,4 & -1,0 & 0,4 & -0,5 & 0,8 & -0,7 & 0,0 & 0,4 \\ 0,4 & 1 & 1 & -0,4 & 1 & -0,2 & 0,5 & -0,5 & 0,3 & 0,7 \\ 0,4 & 1 & 1 & -0,4 & 1 & -0,2 & 0,5 & -0,6 & 0,3 & 0,7 \\ -1,0 & -0,4 & -0,4 & 1 & -0,4 & 0,5 & -0,9 & 0,7 & 0,0 & -0,3 \\ 0,4 & 1 & 1 & -0,4 & 1 & -0,2 & 0,5 & -0,5 & 0,3 & 0,5 \\ -0,5 & -0,2 & -0,2 & 0,5 & -0,2 & 1 & -0,4 & 0,5 & 0,1 & -0,5 \\ 0,8 & 0,5 & 0,5 & -0,9 & 0,5 & -0,4 & 1 & -0,8 & 0,1 & 0,4 \\ -0,7 & -0,5 & -0,6 & 0,7 & -0,5 & 0,5 & -0,8 & 1 & -0,3 & -0,4 \\ 0,0 & 0,3 & 0,3 & 0 & 0,3 & 0,1 & 0,1 & -0,3 & 1 & 0,3 \end{bmatrix}$$

Согласно полученным расчетам наибольшую статистическую значимость имеют следующие признаки:

- зенитный угол солнца, θ_3 ;
- угловая высота солнца, α ;

- ППСИ на границе атмосферы, $G_{га}$;
- облачность, cc .

Согласно полученным результатам, угол высоты солнца и зенитный угол линейно зависимы, следовательно, для дальнейшего рассмотрения принимается один признак – угловая высота солнца. Также для уточнения модели дополнительно могут быть использованы признаки – влажность, температура, скорость ветра. Итоговый состав признаков и соответствующие им источники данных сведены в Таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Состав признаков и источники данных

Источник	Данные	Обозначение	Ед. измерения
Расчетные данные	Угол высоты солнца	$\bar{\alpha}$	град
Метеорологические данные	Облачность	cc	о.е.
Локальные измерения	Температура воздуха	T_a	°C
Метеорологические данные	Влажность воздуха	RH	о.е.
Локальные измерения	Скорость ветра	WS	м/с

В качестве признаков при построении модели могут быть использованы как сами величины, представленные в Таблице 3.2, так и их комбинации. В Таблице 3.3 представлены все предикторы, которые были использованы в составе моделей прогнозирования коэффициента прозрачности с обоснованием их использования.

Таблица 3.3 – Используемые в составе моделей предикторы

Предиктор	Обоснование
Свободный член	Учитывает совокупность факторов, которые оказывают влияние на отклик, но не рассмотрены в данной модели
cc и $\sin \bar{\alpha}$	Комбинация признаков моделирует положение облачного покрова относительно направления падения солнечных лучей
cc	Моделирует влияние облачности на поведение солнечного излучения в облачном покрове
$\sin \bar{\alpha}$	Моделирует периодическое поведение коэффициента прозрачности в течение суток

Для определения связи между представленными предикторами и измеренными значениями коэффициента прозрачности используется математический аппарат регрессионного анализа.

Регрессионная модель прогнозирования

Основная цель регрессионного анализа для задачи прогнозирования выработки фотоэлектрических электростанций заключается в определении связи между коэффициентом прозрачности k_T и признаками, которые влияют

на k_T . Переменная k_T в таком случае является зависимой переменной, а независимыми переменными (признаками) будут величины, представленные в Таблице 3.3. Совокупность зависимых переменных k_T составляет вектор зависимых переменных Y , а совокупность независимых переменных составляют матрицу независимых переменных X . Определение математического выражения этой зависимости является основной целью построения регрессионной модели.

В регрессионном анализе изучаются модели следующего вида [152]:

$$y = \varphi(x_1, x_2 \dots x_k) + \varepsilon, \quad (3.12)$$

где y – случайная зависимая переменная (коэффициент прозрачности); $x_1, x_2 \dots x_k$ – независимые переменные (данные о геометрии солнечного излучения, метеорологический прогноз); $\varphi(x_1, x_2 \dots x_k)$ – функция регрессии; ε – остаточная переменная (ошибка).

Широко известным методом построения модели регрессии является метод наименьших квадратов (МНК) [152]. Суть данного подхода заключается в определении коэффициентов функции регрессии исходя из минимального значения суммы квадратов отклонений фактических значений зависимой переменной y от ее значений, полученных по уравнению регрессии. Уравнение регрессии при этом записывается в следующей форме:

$$y = a + b_1 x_1 + b_2 x_2 + \dots + b_k x_k + \varepsilon, \quad (3.13)$$

где y – фактические значения зависимой переменной (коэффициента прозрачности); $x_1, x_2 \dots x_k$ – независимые переменные (данные метеопрогноза, расчетные данные); a, b_1, b_2, \dots, b_k – коэффициенты функции регрессии, ε – ошибка.

Путем исключения ошибки из уравнения (3.13) получается итоговая форма записи функции регрессии:

$$\hat{y} = a + b_1 x_1 + b_2 x_2 + \dots + b_k x_k, \quad (3.14)$$

где \hat{y} – расчетные значения зависимой переменной (коэффициента прозрачности), полученные по уравнению регрессии.

Чтобы однозначно определить коэффициенты функции регрессии, объем выборки n должен быть как минимум равен количеству признаков с учетом свободного члена, т.е. $n \geq k + 1$. Тем не менее, с позиции

статистической значимости и практической ценности такой результат является ненадежным. Для получения приемлемого результата выборка должна быть репрезентативной и отражать влияние независимых переменных на результат.

Одним из наиболее популярных методов расчета параметров функции множественной регрессии является матричный метод. Подробно реализация данного метода представлена в [152]. Итоговым выражением, для расчета коэффициентов функции множественной регрессии, записанным в матричной форме, является:

$$B = (X^T X)^{-1} X^T Y \quad (3.15)$$

где X - прямоугольная матрица независимых переменных размерностью $n \times k + 1$; Y - n -мерный вектор зависимой переменной; B - $k+1$ -мерный вектор коэффициентов функции регрессии.

В исследовании [153] было показано, что ППСИ, а, следовательно, и коэффициент прозрачности наилучшим образом описываются полиномами второй степени, построенными относительно независимых переменных-признаков, представленных метеорологическими и геометрическими данными.

В Таблице 3.4 представлены функции, в состав которых входят различные комбинации предикторов из Таблицы 3.3.

Таблица 3.4 – Регрессионные модели прогнозирования

Номер модели	Вид модели
1	$\bar{k}_T = a_1 + b_1 \cdot cc^2 \cdot \sin \bar{a} + c_1 \cdot cc^2 + d_1 \cdot \sin \bar{a}$
2	$\bar{k}_T = a_1 + b_1 \cdot cc^2 \cdot \sin \bar{a} + c_1 \cdot cc + d_1 \cdot \sin \bar{a}$
3	$\bar{k}_T = a_1 + b_1 \cdot cc \cdot \sin \bar{a} + c_1 \cdot cc^2 + d_1 \cdot \sin \bar{a}$
4	$\bar{k}_T = a_1 + b_1 \cdot cc \cdot \sin \bar{a} + c_1 \cdot cc + d_1 \cdot \sin \bar{a}$

Особенности расчета ошибки прогнозирования

Для анализа моделей краткосрочного прогнозирования коэффициента прозрачности, основываясь на исследованиях Национальной лаборатории по изучению возобновляемых источников энергии (NREL), предлагаются два основных критерия: средний модуль относительной ошибки в процентах MAPE и корень из среднеквадратичной ошибки RMSE [154].

В ходе множественных расчетных экспериментов [155] было установлено, что для статистической оценки значимости и сравнительного

анализа эффективности моделей прогнозирования солнечной энергии использование критериев оценки ошибки MAPE и RMSE относительно фактических и прогнозных значений ППСИ, а также вырабатываемой мощности ФЭС неэффективно, поскольку приводит к значительному росту средней ошибки из-за погрешности прогноза в областях малых значений мощности ФЭС и ППСИ. В работе предложено в качестве величины, относительно которой оценивается ошибка прогноза каждого наблюдения, принимать максимальное значение параметра – установленную (располагаемую) мощность для прогноза выработки ФЭС, ППСИ на границе атмосферы для прогноза ППСИ, что в свою очередь позволяет снизить влияние ошибки прогнозирования в области малых значений максимальной мощности ФЭС и ППСИ, соответственно. Или иными словами – производить оценку средней ошибки прогнозирования доли от максимально возможного значения параметра. Максимальный теоретический коэффициент прозрачности, при котором солнечное излучение на поверхности земли \bar{G} равно солнечному излучению на границе атмосферы равен \bar{G}_0 и определяется по формуле:

$$\bar{k}_T^{\max} = \frac{\bar{G}_0}{\bar{G}_0} = 1. \quad (3.16)$$

Таким образом, с учетом (3.16) выражения для расчетов ошибки прогноза коэффициента прозрачности принимают вид:

$$nMAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{\bar{k}_{T_i}^{\text{факт}}}{\left[\frac{\bar{k}_{T_i}^{\max}}{=1} \right]} - \frac{\bar{k}_{T_i}^{\text{пр}}}{\left[\frac{\bar{k}_{T_i}^{\max}}{=1} \right]} \right| \cdot 100\% = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \bar{k}_{T_i}^{\text{факт}} - \bar{k}_{T_i}^{\text{пр}} \right| \cdot 100\%, \quad (3.17)$$

где $nMAE$ – нормализованный средний модуль ошибки, %; N – количество рассматриваемых наблюдений; i – номер наблюдения; $\bar{k}_{T_i}^{\text{факт}}$ – фактическое значение коэффициента прозрачности i -го наблюдения, о.е.; $\bar{k}_{T_i}^{\text{пр}}$ – прогнозное значение коэффициента прозрачности i -го наблюдения, о.е.; $\bar{k}_{T_i}^{\max}$ – максимальное теоретическое значение коэффициента прозрачности (1 о.е.).

$$nRMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{\bar{k}_{T_i}^{\text{факт}}}{\left[\frac{\bar{k}_{T_i}^{\max}}{=1} \right]} - \frac{\bar{k}_{T_i}^{\text{пр}}}{\left[\frac{\bar{k}_{T_i}^{\max}}{=1} \right]} \right)^2} \cdot 100\%, \quad (3.18)$$

где $nRMSE$ – нормализованный корень из среднеквадратичной ошибки, %; N – количество рассматриваемых наблюдений; i – номер наблюдения; $\overline{k_{T_i}^{\text{факт}}}$ – фактическое значение коэффициента прозрачности i -го наблюдения, о.е.; $\overline{k_{T_i}^{\text{пр}}}$ – прогнозное значение коэффициента прозрачности i -го наблюдения, о.е.; $\overline{k_T^{\text{max}}}$ – максимальное теоретическое значение коэффициента прозрачности (1 о.е.).

При расчете критериев ошибки прогноза ППСИ в качестве величины, относительно которой проводится нормализация, предлагается использовать ППСИ на границе атмосферы $\overline{G_0}$ в каждый час i , согласно выражениям:

$$nMAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{\overline{G_i^{\text{факт}}} - \overline{G_i^{\text{пр}}}}{\overline{G_{0_i}}} \right| \cdot 100\%, \quad (3.19)$$

где $nMAE$ – нормализованный средний модуль ошибки, %; N – количество рассматриваемых наблюдений; i – номер наблюдения; $\overline{G_i^{\text{факт}}}$ – фактическое значение ППСИ на поверхности земли для i -го наблюдения, Вт/м²; $\overline{G_i^{\text{пр}}}$ – спрогнозированное значение ППСИ на поверхности земли для i -го наблюдения, Вт/м²; $\overline{G_{0_i}}$ – максимальное теоретическое значение ППСИ на границе атмосферы для i -го наблюдения, Вт/м².

$$nRMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{\overline{G_i^{\text{факт}}} - \overline{G_i^{\text{пр}}}}{\overline{G_{0_i}}} \right)^2} \cdot 100\%, \quad (3.20)$$

где $nRMSE$ – нормализованный корень из среднеквадратичной ошибки, %; N – количество рассматриваемых наблюдений; i – номер наблюдения; $\overline{G_i^{\text{факт}}}$ – фактическое значение ППСИ на поверхности земли для i -го наблюдения, Вт/м²; $\overline{G_i^{\text{пр}}}$ – спрогнозированное значение ППСИ на поверхности земли для i -го наблюдения, Вт/м²; $\overline{G_{0_i}}$ – максимальное теоретическое значение ППСИ на границе атмосферы для i -го наблюдения, Вт/м².

При расчете критериев ошибки прогноза выработки ФЭС в качестве максимальной величины предлагается использовать установленную мощность ФЭС $P_{\text{уст}}$, согласно выражениям:

$$nMAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{\overline{P}_i^{\text{факт}} - \overline{P}_i^{\text{пр}}}{P_{\text{уст}}} \right| \cdot 100\%, \quad (3.21)$$

где $nMAE$ – нормализованный средний модуль ошибки, %; N – количество рассматриваемых наблюдений; i – номер наблюдения; $\overline{P}_i^{\text{факт}}$ – фактическое значение выработки активной мощности ФЭС для i -го наблюдения, кВт; $\overline{P}_i^{\text{пр}}$ – спрогнозированное значение выработки активной мощности ФЭС для i -го наблюдения, кВт; $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность ФЭС, кВт.

$$nRMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{\overline{P}_i^{\text{факт}} - \overline{P}_i^{\text{пр}}}{P_{\text{уст}}} \right)^2} \cdot 100\%, \quad (3.22)$$

где $nRMSE$ – нормализованный корень из среднеквадратичной ошибки, %; N – количество рассматриваемых наблюдений; i – номер наблюдения; $\overline{P}_i^{\text{факт}}$ – фактическое значение выработки активной мощности ФЭС для i -го наблюдения, кВт; $\overline{P}_i^{\text{пр}}$ – спрогнозированное значение выработки активной мощности ФЭС для i -го наблюдения, кВт; $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность ФЭС, кВт.

В качестве меры достоверности рассматриваемых моделей, позволяющей оценить связь фактических и прогнозных значений параметров, используется коэффициент детерминации. Иными словами, коэффициент детерминации показывает, насколько точно дисперсия фактических значений прогнозируемых величин может быть объяснена с помощью прогнозных данных.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n |Y_i - \hat{Y}_i|}{\sum_{i=1}^n |Y_i - \bar{Y}_i|}, \quad (3.23)$$

где Y_i – фактическое значение прогнозируемой величины за i -й час; \hat{Y}_i – прогнозное значение за i -й час; \bar{Y}_i – математическое ожидание фактических значений прогнозируемой величины за i -й час; n – количество анализируемых прогнозов.

Краткосрочное прогнозирование коэффициента прозрачности

Результаты сравнительного анализа регрессионных моделей прогнозирования коэффициента прозрачности представлены в Таблице 3.5. Результаты показывают, что наименьшая ошибка прогнозирования наблюдается в случае 1. При этом следует отметить, что применение дополнительных признаков на этапе расчета коэффициента прозрачности нецелесообразно, поскольку наибольшее влияние дополнительных метеорологических факторов наблюдается на этапе расчета выходной мощности фотоэлектрической панели, что будет показано в последующих разделах.

Таблица 3.5 – Сравнительный анализ эффективности регрессионных моделей прогнозирования коэффициента прозрачности

Номер модели	Комбинации признаков	Критерии оценки ошибки	
		nMAE, %	nRMSE, %
1	св.член, $cc^2 \cdot \sin \bar{a}$, cc^2 , $\sin \bar{a}$	12,452	16,172
2	св.член, $cc^2 \cdot \sin \bar{a}$, cc , $\sin \bar{a}$	13,368	17,970
3	св.член, $cc \cdot \sin \bar{a}$, cc^2 , $\sin \bar{a}$	13,471	17,090
4	св.член, $cc \cdot \sin \bar{a}$, cc , $\sin \bar{a}$	14,438	18,031

Итоговая функция множественной регрессии, используемая для прогнозирования значения коэффициента прозрачности на основе метеорологических и расчетных данных, формируется следующим образом:

$$k_T = a_1 + b_1 \cdot (cc)^2 \cdot \sin \alpha + c_1 \cdot (cc)^2 + d_1 \cdot \sin \alpha, \quad (3.24)$$

где k_T – коэффициент прозрачности, о.е.; cc – оценка облачности, о.е.; α – среднее значение угловой высоты солнца в рамках заданного временного шага, град; a_1 , b_1 , c_1 , d_1 – коэффициенты уравнения регрессии.

Важно отметить, что коэффициенты a_1 , b_1 , c_1 , d_1 в уравнении (3.24), а также диапазоны углов α , для которых они могут быть использованы, могут отличаться для различных географических координат. Для повышения точности прогноза, а также для определения возможности использования данных коэффициентов требуется дополнительный анализ [156-158].

Расчетным путем было установлено, что наибольшая точность прогнозирования достигается при зонировании светового дня по угловой высоте солнца, что позволяет отдельно выделить задачу прогнозирования солнечного излучения и выработки электрической энергии на ФЭС на утренние и вечерние часы, дополуденные и послеполуденные часы и полуденные часы. При этом классификация по углам высоты солнца формализуется в виде ограничений, представленных ниже:

- $\alpha < 15^\circ$ – утренние и вечерние часы;
- $15^\circ \leq \alpha < 30^\circ$ – дополуночные и послеполуночные часы;
- $\alpha \geq 30^\circ$ – полуденные часы.

В качестве примера в данном разделе рассмотрен расчет прогноза коэффициента прозрачности для территории размещения ФЭС, расположенной на Юге России. Исходные данные, а также пошаговый алгоритм расчета коэффициентов функции множественной регрессии представлены на Рисунках 3.6 - 3.8.

При краткосрочном прогнозировании выработки солнечных электростанций, равно, как и при решении сопряженной задачи – прогнозирования коэффициента прозрачности, при тестировании модели наибольший интерес представляют характерные погодные условия, сведенные в Таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Описание характерных погодных условий

Терминология	Характеристика облаков
Ясно, ясная погода, солнечно	до 30 % облачности
Переменная (меняющаяся) облачность	от 10–30% до 40–70% облачности
Облачно, пасмурно	80–100% облачности

Результаты прогнозирования ППСИ для представленных в Таблице 3.6 характерных условий рассмотрены далее.

Исходные данные для прогноза ППСИ

Географические координаты	
Широта, φ , [град]	
Долгота, λ , [град]	
Местное время	
Разница между местным и гринвическим временем, Z_m , [ч]	
Учет летнего времени, Z_c , [ч]	
Расчетный интервал времени	
Дата (номер дня в году), n , [ед]	
ППСИ и метеоданные	
ППСИ*, падающая на горизонтальную поверхность, \overline{G} , [Вт/м ²]	
Облачность, cc , [%]	
Константы	
Солнечная постоянная, G_{cn} , [Вт/м ²]	1

фактические значения

фактические значения, прогноз метеопровайдера

Рисунок 3.6 – Блок исходных данных для расчета коэффициентов множественной регрессии

Расчет ППСИ у поверхности Земли
на горизонтальной плоскости

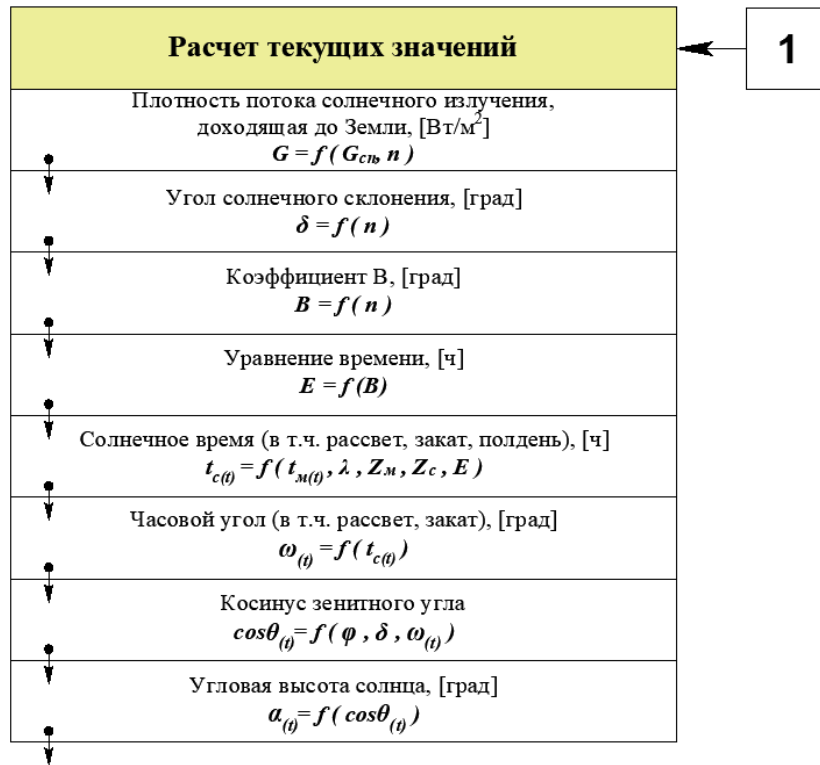


Рисунок 3.7 – Расчет и обработка текущих значений в модели множественной регрессии

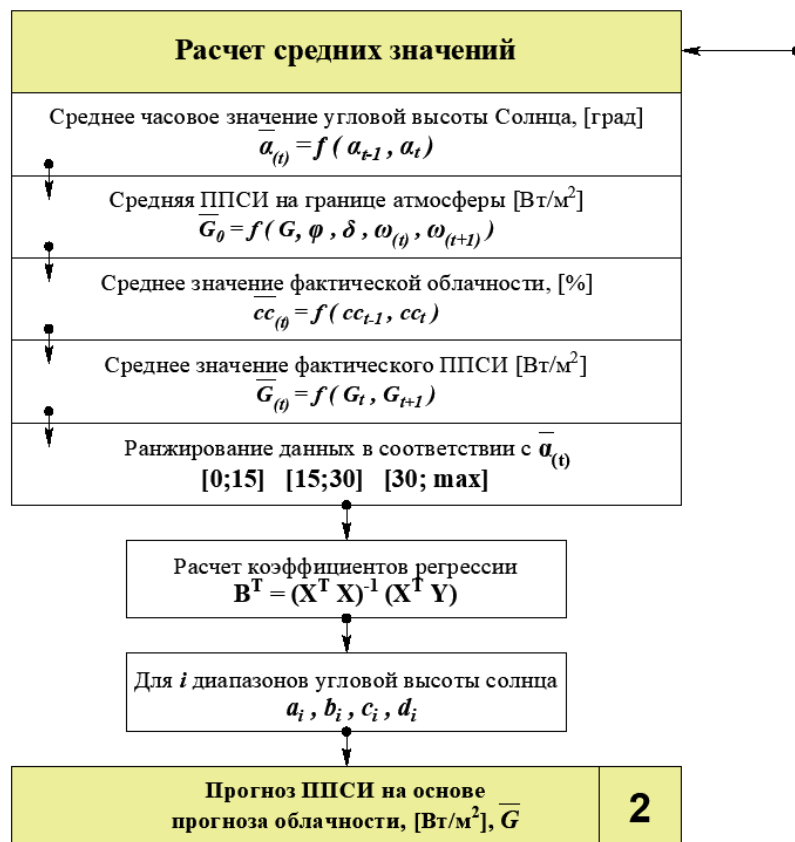


Рисунок 3.8– Расчет средних значений и определение коэффициентов функции множественной регрессии

Анализ результатов прогноза генерации ФЭС

В данном разделе представлен анализ результатов прогнозирования ППСИ. Примеры прогнозов ППСИ представлены для типовых погодных условий: солнечно, пасмурно, облачно на Рисунках 3.9-3.11 и в Таблицах 3.7 – 3.9. Также в рамках исследования были проведены дополнительные расчеты прогнозов выработки фотоэлектрических электростанций для альтернативного географического расположения и климатических условий, представленные в [159].

1. Выявление ошибок исходных данных

Наибольший вклад в средний модуль ошибки за рассматриваемые сутки оказывают часы, когда фактические данные по облачности не соответствуют измеренному значению коэффициента прозрачности. К примеру, увеличение облачности приводит к увеличению коэффициента прозрачности или наоборот. Проверка исходных данных выполнялась по следующим условиям:

- Изменение коэффициента прозрачности и облачности в о.е. имеют одинаковый знак, то есть, к примеру, снижение облачности соответствует снижению коэффициента прозрачности.

- Изменение одной величины относительно другой на величину более чем на 0,1 о.е. не приводит к изменению второй величины.

Тип условий: солнечно, дата: 22.06.2018

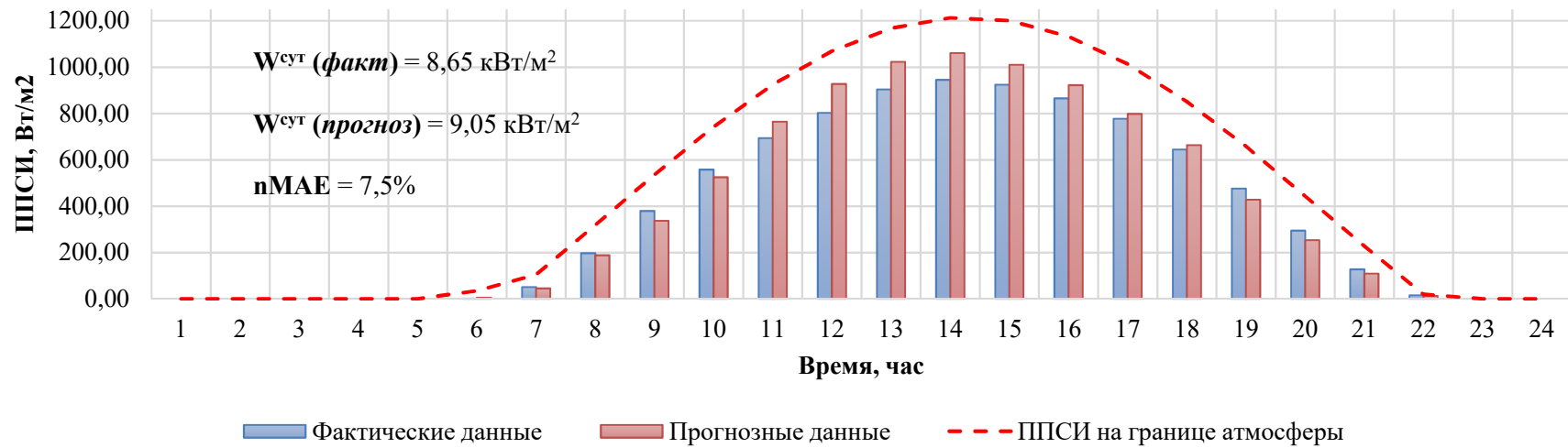


Рисунок 3.9 – Прогнозирование ППСИ для солнечного дня

Таблица 3.7 – Численные результаты прогноза ППСИ для солнечного дня

Час															
06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Минута															
00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Прогноз плотности потока солнечного излучения, Вт															
44,95	188,02	336,55	524,76	765,06	927,54	1022,90	1061,24	1010,05	922,42	798,55	663,60	427,69	252,99	109,05	12,49
Измеренная плотность потока солнечного излучения, Вт															
51,15	196,94	379,41	557,84	693,64	802,50	904,07	945,16	924,32	865,65	777,44	644,22	476,20	294,42	127,31	15,14
Нормализованный модуль ошибки (nAE), %															
5,91	2,80	8,01	4,45	7,72	11,69	10,17	9,57	7,14	5,01	2,08	2,28	7,38	9,33	8,05	13,42

Тип условий: переменная облачность, дата: 28.05.2018

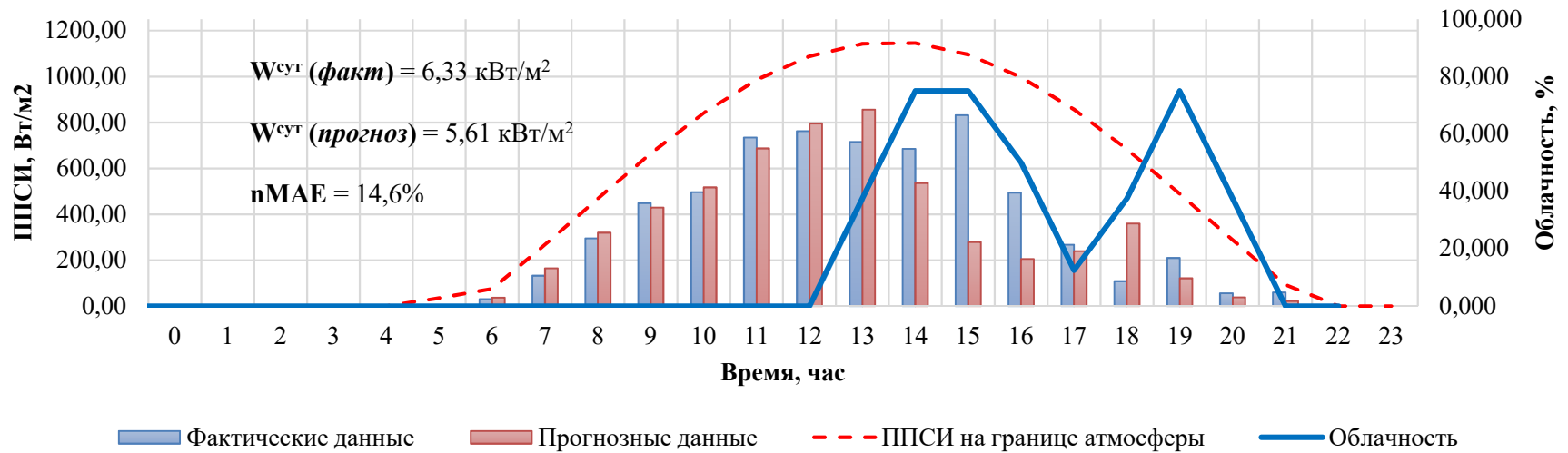


Рисунок 3.10 – Прогнозирование ППСИ для дня с переменной облачностью

Таблица 3.8 – Численные результаты прогноза ППСИ для дня с переменной облачностью

Час															
06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Минута															
00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Прогноз плотности потока солнечного излучения, Вт															
36,55	164,46	319,7	429,71	517,27	686,91	795,82	856,21	536,38	278,34	205,4	238,89	359,95	121,01	38,35	21,99
Измеренная плотность потока солнечного излучения, Вт															
29,79	132,51	294,9	448,75	496,75	734,24	762,72	715,25	685,31	831,61	493,5	267,04	108,29	209,75	56,22	59,42
Нормализованный модуль ошибки (nAE), %															
9,00	11,91	5,28	2,86	2,44	4,80	3,04	12,33	12,99	50,47	28,88	3,28	36,80	18,12	6,20	40,30
Облачность, %															
0	0	0	0	0	0	0	37,5	75	75	50	20	37,5	75	37,5	0

Тип условий: облачно, дата: 02.11.2017

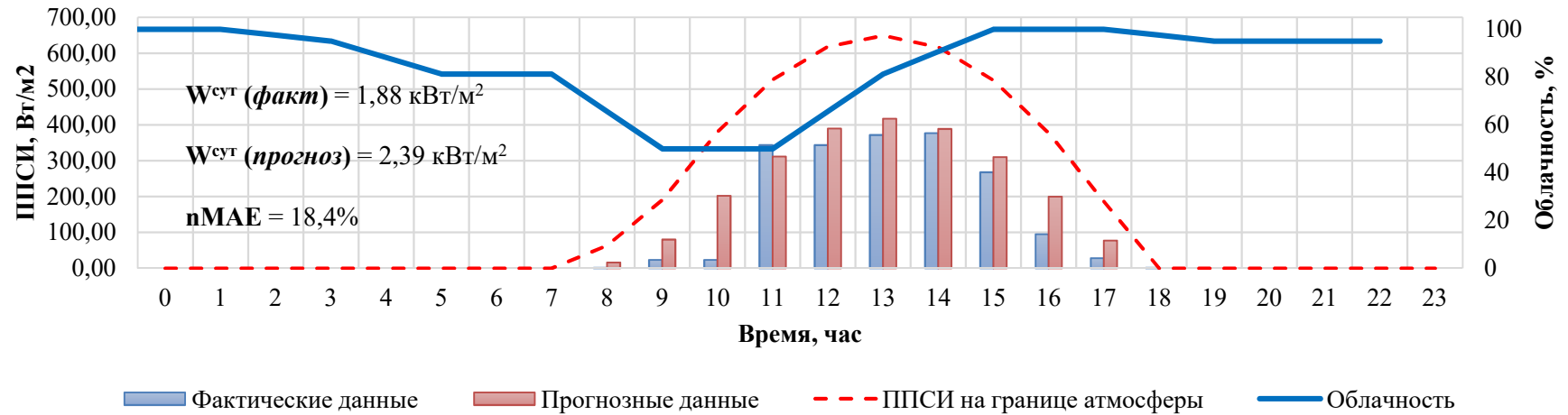


Рисунок 3.11 – Прогнозирование ППСИ для дня с переменной облачностью

Таблица 3.9 – Численные результаты прогноза ППСИ для дня с переменной облачностью

Час															
06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Минута															
00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Прогноз плотности потока солнечного излучения, Вт															
0	0	16,02	80,22	202,33	311,93	389,64	417,35	388,57	310,05	200,06	77,66	0	0	0	0
Измеренная плотность потока солнечного излучения, Вт															
0	0	1,91	23,63	22,63	343,46	331,46	371,83	376,78	267,79	95,14	28,46	1,67	0	0	0
Нормализованный модуль ошибки (nAE), %															
0	0	0	22,22	29,71	46,93	5,99	7,47	7,01	1,91	8,06	27,79	26,39	0	0	0
Облачность, %															
81,25	81,25	81,25	65	50	50	50	65	81,25	90	100	100	100	97,5	95	95

Для выборки 0 - 15 градусов для угла солнца над горизонтом количество несоответствий составило 463 из общей выборки 1717 значений (27,2%). Для выборки 15-30 градусов для угла солнца над горизонтом количество несоответствий составило 379 из общей выборки 2006 значений (18,9%). Проведенный оценочный расчет показывает, что в среднем каждое пятое изменение фактического значения коэффициента прозрачности не соответствует изменению фактической облачности. При этом, если дополнительно учитывать прогнозную облачность, которая априори менее точная, чем фактическая, ошибка исходных данных возрастает, что вносит существенную погрешность в результаты расчета.

Невозможность идентификации погодных условий приводит к высокой дисперсии отклика y (коэффициент прозрачности) относительно рассматриваемых признаков x_i (оценка облачности, синус угла высоты солнечного диска). Для примера на Рисунках 3.12-3.14 представлена функция расчета коэффициента прозрачности для углов положения солнечного диска над горизонтом 0 -20 градусов в облаке точек ретроспективных данных (коэффициенты функции регрессии получены для всей имеющейся ретроспективы данных по данным ФЭС для углов 0 -20 градусов: $a_1 = 0,3273$, $b_1 = -1,1467$, $c_1 = -0,1404$, $d_1 = 1,0551$).

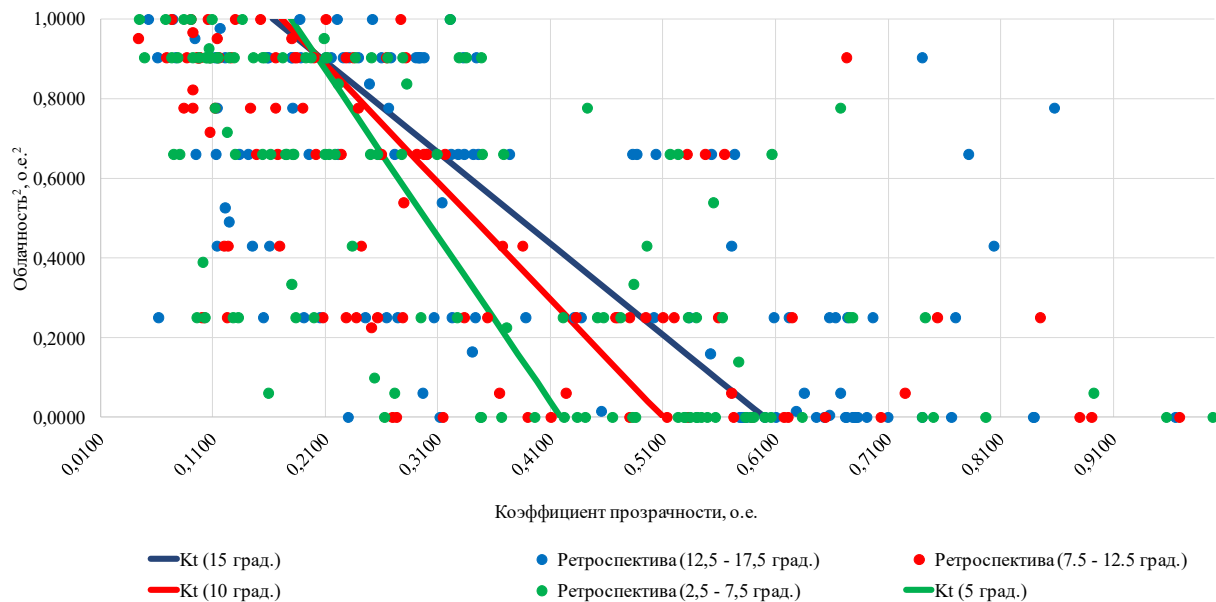


Рисунок 3.12 – Проекция функции регрессии на ось SS^2

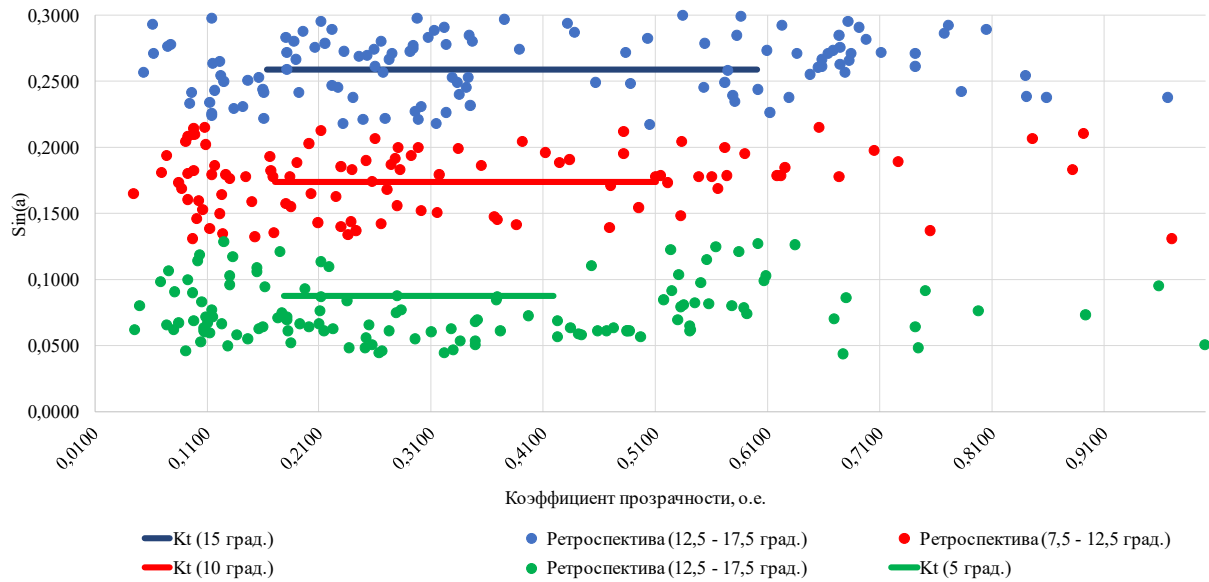


Рисунок 3.13 – Проекция функции регрессии на ось $\sin\alpha$

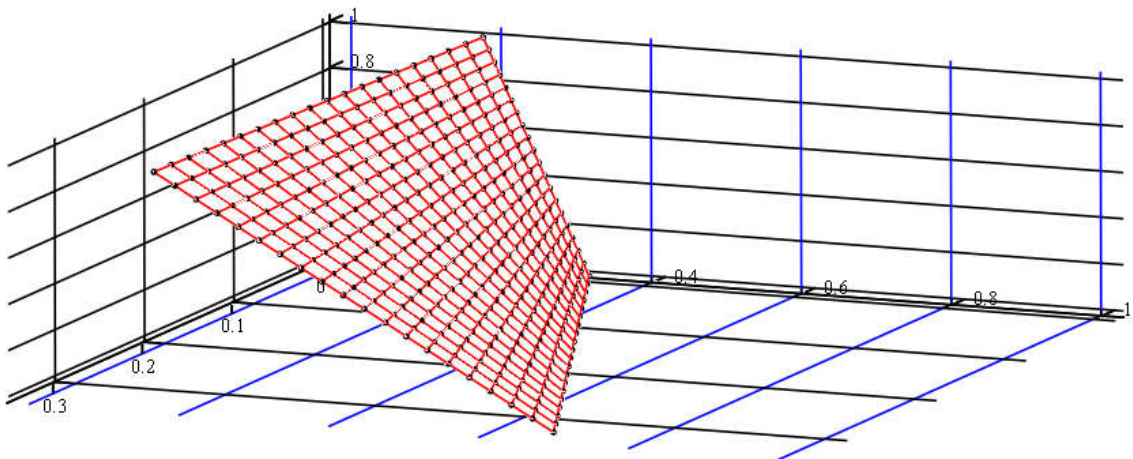


Рисунок 3.14 – Поверхность функции коэффициента прозрачности для диапазона углов высоты солнца 0 – 15 градусов

Из Рисунков 3.12 и 3.13 виден диапазон фактических коэффициентов прозрачности для одного значения облачности в процентах. Синим, красным и зеленым отмечены облака точек в окрестности ($\pm 2,5^\circ$) углов высоты солнца над горизонтом 15, 10 и 5 градусов, соответственно. Синей, красной и зеленой линией изображены функции коэффициента прозрачности при фиксированных углах высоты солнца над горизонтом 15, 10 и 5 градусов, соответственно. Так, к примеру, при угловой высоте солнца в 12,5 – 17,5 градусов, значению облачности 0,5 соответствуют коэффициенты прозрачности: 0,06; 0,16; 0,25; 0,31; 0,44; 0,50; 0,61; 0,77 и др. Разброс составляет порядка 70%.

Как и в случае с любым статистическим подходом, функция регрессии усредняет имеющуюся ретроспективу. Для рассматриваемого случая это означает невозможность учета уникальных метеорологических характеристик для ряда экстремальных условий (снег, град, ливень, туман и др.), но повышает устойчивость системы прогнозирования к выбросам данных. Для снижения ошибки прогноза в дни с осадками требуется накопление соответствующей ретроспективы данных [160] и наличие отдельной выборки, и, как следствие, функции регрессии. При этом необходимо четко различать тип осадков: дождь, ливень, град, снег и др.

Таким образом, при необходимости повышения точности краткосрочного прогнозирования выборка исходных данных может быть кластеризована по уникальным признакам, отражающим характерные для рассматриваемого дня погодные условия. Однако при этом сохраняется проблема поиска источника данных. К примеру, данные наблюдений метеорологических станций и постов аэропортов позволят обеспечить надежную классификацию типов облачности, однако в большинстве случаев аэропорты удалены от мест размещения мощных ФЭС.

Следует отметить, что принцип кластеризации исходных в текущей модели реализуется посредством классификации исходных данных по угловой высоте солнца, что приводит к существенному увеличению точности прогноза.

2. Ошибки в коэффициентах функции регрессии

Известно, что коэффициенты функции регрессии подбираются таким образом, чтобы минимизировать ошибку аппроксимации имеющихся ретроспективных данных. При отсутствии в ретроспективных данных некоторых сочетаний признаков x_i и отклика y могут возникать ситуации, к примеру, получения отрицательного расчетного коэффициента прозрачности при увеличении облачности до 0,9 – 1,0, что говорит о необходимости расширения и/или уточнения обучающей выборки.

Таким образом, для получения устойчивого прогноза выборка должна содержать данные порядка 80% для облачных дней, порядка 20% для ясных дней. Даже при прогнозировании ППСИ для облачных дней наличие в ретроспективных данных ясных дней обязательно для получения устойчивых коэффициентов функции регрессии.

3. Основные рекомендации

- Для повышения точности краткосрочного прогнозирования выработки ФЭС в облачные дни необходимо накопление дополнительной информации о метеорологических событиях и условиях.

- Требуется ежедневное сохранение всех возможных параметров, предоставляемых метеопровайдером фактической и прогнозной информации (в том числе в виде лингвистического описания).

- Рекомендуемый объем ретроспективы, позволяющий учесть климатические особенности места размещения ФЭС, а также выполнить кластеризацию генеральной совокупности на отдельные выборки, составляет не менее 1 года.

- Для новых объектов (вновь введенных в эксплуатацию) обеспечивать ежемесячную дозапись ретроспективы данных (преимущественно облачных дней) в выборку, при условии сохранения соотношения в полной выборке: не более 20%.

Методика расчета выходной мощности фотоэлектрической панели

Основным элементом ФЭС является фотоэлектрическая панель (ФЭП), главным элементом которой является фотоэлемент – полупроводниковый прибор [161], преобразующий энергию фотонов в электрическую энергию. ФЭП обладают нелинейными характеристиками и меняют вольтамперную характеристику (ВАХ) и мощность в зависимости от изменения солнечного излучения и температуры окружающей среды [162,163]. Выработка электроэнергии ФЭП также определяется и другими факторами, в том числе конфигурацией электростанции на стороне постоянного (далее - DC) и переменного тока (далее - AC).

Существуют различные схемы подключения солнечных панелей, конкретная конфигурация определяется при проектировании. Обобщенно, наиболее часто используется струнная конфигурация, при которой несколько панелей последовательно объединяются в струну напряжением 12-240 В постоянного тока. В каждой из струн имеется инвертор DC/DC, осуществляющий отслеживание рабочей точки максимальной мощности панелей струны (Maximum Power Point Tracking - MPPT). Несколько струн соединяются параллельно в фазу с помощью инвертора DC/AC,

осуществляющего широтно-импульсную модуляцию (Pulse Width Modulation - PWM) и выдачу мощности на сторону переменного тока.

Итоговая выработка ФЭС на переменном токе определяется суммой выходных мощностей всех инверторов, расположенных на ФЭС [164]:

$$\bar{P}_{AC\Sigma} = \sum_{i=1}^N \bar{P}_{AC_i}, \quad (3.25)$$

где $\bar{P}_{AC\Sigma}$ – средняя за час выходная мощность ФЭС, кВт; \bar{P}_{AC_i} – средняя за час выходная мощность i -го инвертора, кВт; N – количество инверторов.

Выходная мощность каждого инвертора зависит от количества ФЭП от мощности постоянного тока на входе в инвертор, она может отличаться для каждого инвертора, так как к нему могут быть присоединены ФЭП с неодинаковой мощностью, при этом конфигурации подключений так же могут отличаться. Поэтому выходная мощность каждого инвертора определяется соотношением [165]:

$$\bar{P}_{AC_i} = \frac{P_{AC_0}}{P_{DC_0} - P_{S_0}} \cdot (\bar{P}_{DC_i} - P_{S_0}) \quad (3.26)$$

где \bar{P}_{AC_i} – средняя за принятый интервал времени выходная мощность переменного тока i -го инвертора, кВт; P_{AC_0} – номинальная (паспортная) мощность i -го инвертора на стороне переменного тока, кВт; P_{DC_0} – номинальная (паспортная) мощность i -го инвертора на стороне постоянного тока, кВт; P_{S_0} – номинальная (паспортная) мощность собственных нужд i -го инвертора, кВт; \bar{P}_{DC_i} – средняя за принятый интервал времени входная мощность постоянного тока i -го инвертора, кВт.

Входная мощность постоянного тока соответствует мощности батареи, подключенной к инвертору, и зависит от мощности отдельных ФЭП и их схемы соединения. Мощность одной ФЭП рассчитывается согласно следующему выражению [161]:

$$\bar{P}_{DC_i} = \bar{P}_{ФЭП} = d_{ФЭП} \cdot \left(\frac{\bar{G}_H}{\bar{G}_{H,CY}} \right) \cdot N_{ФЭП} \cdot [\alpha_P (T_{ФЭ} - T_{ФЭ,CY}) + 1], \quad (3.27)$$

где $\bar{P}_{ФЭП}$ – средняя за выбранный интервал времени мощность одной фотоэлектрической панели, Вт; $N_{ФЭП}$ – номинальная мощность фотоэлектрической панели при стандартных условиях (заводская

характеристика), Вт; $d_{\text{ФЭП}}$ – коэффициент снижения эффективности панели в результате старения полупроводниковых материалов ФЭП, о.е.; \bar{G}_H – средняя за выбранный интервал времени ППСИ, падающая на поверхность ФЭП, Вт/м²; $\bar{G}_{H, \text{СУ}}$ – ППСИ, падающая на поверхность ФЭП при стандартных условиях, Вт/м²; α_p – температурный индекс изменения мощности ФЭП, о.е./⁰С; $T_{\text{ФЭ}}$ – средняя в рамках заданного интервала времени температура фотоэлементов ФЭП, ⁰С; $T_{\text{ФЭ, СУ}}$ – температура фотоэлементов ФЭП при стандартных условиях, ⁰С.

Температуры, при которой происходит выработка электрической энергии, оказывает значительное влияние на эффективность работы ФЭП. Чем больше температура фотоэлементов, тем меньше выработка электроэнергии (на каждый градус превышения стандартных температурных условий (25 ⁰С) выработка снижается на 0,3% – 0,5% в зависимости от типа фотоэлементов). Величина снижения мощности ФЭП в зависимости от температуры является паспортным значением и определяется производителем панелей. Важно отметить, что температуры фотоэлементов в общем случае не соответствует температуре окружающей среды. Следовательно, требуется перерасчет температуры окружающего воздуха на температуру ФЭП, который может быть выполнен в соответствии со следующим выражением [161,162]:

$$T_{\text{ФЭ}} = \lambda \cdot (1 - \eta_m) \frac{\bar{G}_H}{U_1 \cdot WS + U_0} + T_a, \quad (3.28)$$

где $T_{\text{ФЭ}}$ – температура фотоэлемента в рассматриваемый момент времени (средняя за интервал времени температура фотоэлемента), ⁰С; λ – коэффициент поглощения поверхностью ФЭП (при отсутствии паспортных значений, принимается равным 0,9), о.е.; η_m – коэффициент полезного действия панели (при отсутствии паспортных значений принимается равным 0,08 – 0,2 исходя из средних значений КПД ФЭП доступных на рынке), о.е.; \bar{G}_H – средняя в рамках заданного интервала времени ППСИ, падающая на поверхность ФЭП, Вт/м²; U_1 – коэффициент конвективного теплообмена (при отсутствии паспортных значений принимается равным 6,25 – 7,68), Вт³·с⁰С⁻¹; WS – средняя за рассматриваемый интервал времени скорость ветра, м/с, U_0 – постоянный коэффициент теплопередачи (при отсутствии паспортных

значений принимается равным $23,5 - 26,5$), $\text{Вт}^{-2} \cdot \text{C}^{-1}$; T_a – средняя за рассматриваемый интервал времени температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

Получив оценку средней за час мощности одной фотоэлектрической панели, можно рассчитать среднюю мощность солнечной батареи. Батарея состоит из последовательно соединенных струн фотоэлектрических панелей и параллельно соединенных струн. Количество последовательно и последовательно соединенных струн при проектировании определяется паспортными параметрами предполагаемых к установке инверторных групп. Соответственно, мощность одной батареи можно рассчитать согласно уравнению [163]:

$$P_a = n_{s,p} \cdot P_{\text{ФЭП}}, \quad (3.29)$$

где P_a – выработка одной фотоэлектрической батареи, Вт; $n_{s,p}$ – общее количество панелей фотоэлектрической батареи.

Известно, что мощность фотоэлектрической панели меняется при изменении интенсивности солнечного излучения, падающего на фотоэлектрическую панель, и температуры фотоэлементов, что можно определить по вольт-амперной характеристике, которая имеет нелинейный характер, как показано на Рисунке 3.15. Поскольку ФЭП имеют различные паспортные характеристики (номинальное напряжение, напряжение холостого хода, ток короткого замыкания) значения токов и напряжений на Рисунке 3.15 приведены к паспортным данным тока короткого замыкания и напряжения холостого хода, соответственно, и представлены в относительных единицах.

Для увеличения производительности ФЭП в алгоритмах управления инверторными группами (или конверторами) используются устройства отслеживания точки максимальной мощности [165]. Это устройство представляет собой полупроводниковый преобразователь с контроллером, который регулирование отбора тока от ФЭП таким образом, чтобы обеспечить работу панели в области максимума характеристики мощности. При этом в конверторе неизбежно возникают потери, вызванные преобразованием постоянного тока, однако применение таких устройств существенно увеличивает эффективность функционирования ФЭС.

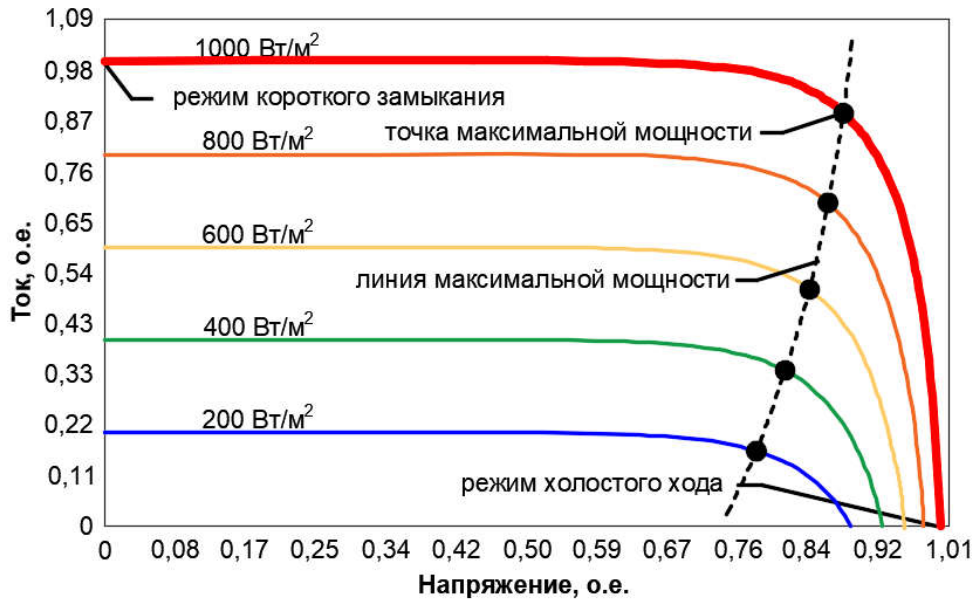


Рисунок 3.15 – Вольтамперная характеристика ФЭП

Учет этих потерь в полупроводниковых преобразователях весьма затруднен, что обусловлено различными алгоритмами учета внешних условий (освещенности, температуры и т.д.), а также алгоритмами отслеживания точки максимальной мощности, которые программируются в соответствующих контроллерах. На практике выработка батареи с учетом потерь в устройстве МРРТ рассчитывается упрощенно в соответствии с выражением [164]:

$$P_a^{MPPT} = \eta_{MPPT} \cdot P_a, \quad (3.30)$$

где P_a^{MPPT} — выработка батареи с учетом потерь в устройстве МРРТ, Вт; η_{MPPT} — КПД устройства отслеживания точки максимальной мощности МРРТ (инвертор или конвертор), о.е.; P_a — мощность ФЭП, Вт.

Еще одним источником возникновения потерь электроэнергии является преобразование постоянного тока, вырабатываемого ФЭП, в переменный ток с частотой 50 Гц для выдачи мощности в прилегающую энергосистему. Эффективность этого преобразования во многом зависит от режима работы инверторного оборудования, в частности от режима его загрузки. Как видно из Рисунка 3.16, эффективность работы инвертора снижается при низкой загрузке. По этой причине, на современных ФЭС реализованы алгоритмы коммутации инверторных групп в зависимости от их загрузки с целью повышения эффективности работы электростанции в целом [164].

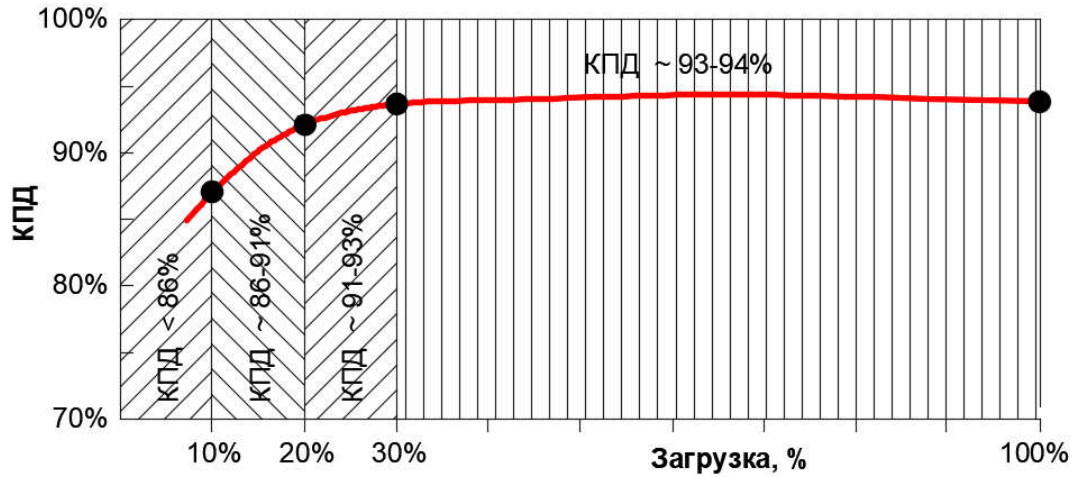


Рисунок 3.16 – примеры характеристик эффективности инверторов

Данное свойство инверторных преобразователей необходимо учитывать в математической модели инвертора при краткосрочном прогнозировании выработки ФЭС. Одной из наиболее распространенных является следующая квадратичная модель [165]:

$$P_{ac} = \frac{P_{dc} - B}{A - B} \cdot (P_{ac0} + C \cdot (A - B)(P_{dc} - A)), \quad (3.31)$$

где P_{ac} – мощность инвертора на стороне переменного тока, Вт; P_{dc} – мощность инвертора на стороне постоянного тока, Вт; P_{ac0} – номинальная мощность при стандартных условиях (паспортное значение) на стороне переменного тока, Вт.

Влияние напряжения на стороне постоянного тока на мощность инвертора на стороне постоянного тока определяется коэффициентом A , который может быть рассчитан согласно выражению:

$$A = (C_1 \cdot (V_{dc} - V_{dc0}) + 1) \cdot P_{dc0}, \quad (3.32)$$

где C_1 – корректирующий индекс значимости влияния отклонения напряжения на стороне постоянного тока на мощность инвертора на стороне постоянного тока, 1/В; V_{dc} – напряжение на стороне постоянного тока, В; V_{dc0} – паспортная величина напряжения на стороне постоянного тока, соответствующая номинальной мощности на стороне переменного тока при стандартных условиях эксплуатации, В; P_{dc0} – номинальная мощность (паспортная величина) на стороне постоянного тока, Вт.

Влияние напряжения на стороне постоянного тока на мощность собственных нужд инвертора (потери мощности внутри инвертора) определяет коэффициент B :

$$B = (C_2(V_{dc} - V_{dc0}) + 1) \cdot P_{s0}, \quad (3.33)$$

где C_2 – корректирующий индекс значимости влияния отклонения напряжения на стороне постоянного тока на величину внутренних потерь в инверторе (при отсутствии информации может быть принят равным нулю), $1/B$; V_{dc} – напряжение на стороне постоянного тока, В; V_{dc0} – паспортная величина напряжения на стороне постоянного тока, соответствующая номинальной мощности на стороне переменного тока при стандартных условиях эксплуатации, В; P_{s0} – мощность собственных нужд инвертора, Вт.

$$C = (C_3(V_{dc} - V_{dc0}) + 1) \cdot C_0, \quad (3.34)$$

где C_3 – корректирующий индекс значимости влияния отклонения напряжения на стороне постоянного тока на индекс нелинейности инвертора C_0 (при отсутствии информации может быть принят равным нулю), $1/B$; V_{dc} – напряжение на стороне постоянного тока, В; V_{dc0} – паспортная величина напряжения на стороне постоянного тока, соответствующая номинальной мощности на стороне переменного тока при стандартных условиях, В; C_0 – индекс нелинейности отношения мощности переменного тока к мощности постоянного тока для стандартных условий, (нулевое значение индекса будет соответствовать линейной зависимости), $1/B$.

Снижение выработки электроэнергии ФЭС может быть связано и с другими факторами, не связанными с электрическими процессами, происходящими в оборудовании ФЭС. Из наиболее существенных [166] можно выделить затенение и загрязнение панелей, а также атмосферные осадки, влияние которых может быть различным.

Затенение панелей, как полное, так и частичное, может значительно снизить выработку ФЭС даже при значительной величине интенсивности солнечного излучения. Затенение может быть вызвано неровностями рельефа местности, поэтому для повышения эффективности ФЭС на этапе проектирования необходимо использовать трехмерное моделирование местности. Для учета затенения отдельных панелей необходимо учитывать изменения вольтамперной характеристики в режиме реального времени [167],

в представленной в диссертационной работе модели системы краткосрочного прогнозирования затенение отдельных панелей не учитывается.

Загрязнение поверхности ФЭП также может вызвать значительное снижение выработки ФЭС. Скорость загрязнения в различных регионах отличается, на этот фактор влияют как осадки, так и скорость ветра, и тип почвы. Кроме того, интенсивность загрязнения может меняться с течением года вместе с изменением погодных условий. В зависимости от внешних факторов, возможно снижение выработки от 1% до 9% процентов в месяц в течение периода, когда не было зафиксировано осадков в виде дождя [168]. В данной модели для рассмотренных географических координат потери, связанные с загрязнением панелей, приняты равными 2% от выработки.

Атмосферные осадки так же могут вызвать значительное снижение выработки. В текущей модели данное явление косвенно учитывается при расчете коэффициента прозрачности k_T . При этом в модели не учитывается накопительное действие осадков, связанное с выпадением снега и оседанием его на панелях. Для учета осадков в виде снега и возникающих в результате затенений ФЭП также необходима система контроля ВАХ каждой панели. На сегодняшний день модели, учитывающие осадки подобного рода находятся в стадии разработки [166]. В текущей модели потери, связанные с атмосферными осадками, принимаются равными 4% от выработки [167].

Помимо потерь электроэнергии, связанных с преобразованием постоянного тока в переменный, а также потерь, вызванных внешними факторами воздействия, снижение мощности, выдаваемой ФЭС в прилегающую электроэнергетическую систему, вызывают также потери в проводниках, как на стороне постоянного, так и переменного тока.

Расчет потерь в проводниках постоянного тока может быть выполнен в соответствии с выражением:

$$\Delta P_{ij} = R_{ij} \cdot \left(\frac{P_a}{U_i} \right)^2, \quad (3.35)$$

где ΔP_{ij} – потери активной мощности в проводнике на стороне постоянного тока, Вт; R_{ij} – активное сопротивление проводника, Ом; P_a – мощность в начале или в конце проводника, Вт; U_i – напряжение в начале или в конце проводника соответственно, В.

При правильном выборе проводников на этапе проектирования и соблюдении эксплуатационных требований потери в проводниках постоянного тока не превышают 3% [167].

Расчет потерь в проводниках переменного тока может быть выполнен в соответствии с выражением:

$$\Delta S_{ij} = Z_{ij} \cdot \left(\frac{S_a}{U_i} \right)^2, \quad (3.36)$$

где ΔS_{ij} – потери полной мощности в проводнике на стороне переменного тока, Вт; Z_{ij} – полное сопротивление проводника, Ом; S_a – полная мощность в начале или в конце проводника, Вт; U_i – напряжение в начале или в конце проводника соответственно, В.

Использование выражений (3.35) и (3.36) для расчета потерь сопряжено с рядом сложностей, которые, в первую очередь, связаны с отсутствием измерительных устройств на линиях постоянного и переменного тока. Количество ФЭП на станции 25 МВт может достигать ста тысяч, при этом все панели соединены проводниками как между собой, так и с инверторами. Наиболее распространенные схемы подключения инверторов к панелям представлены на Рисунке 3.17 [167].

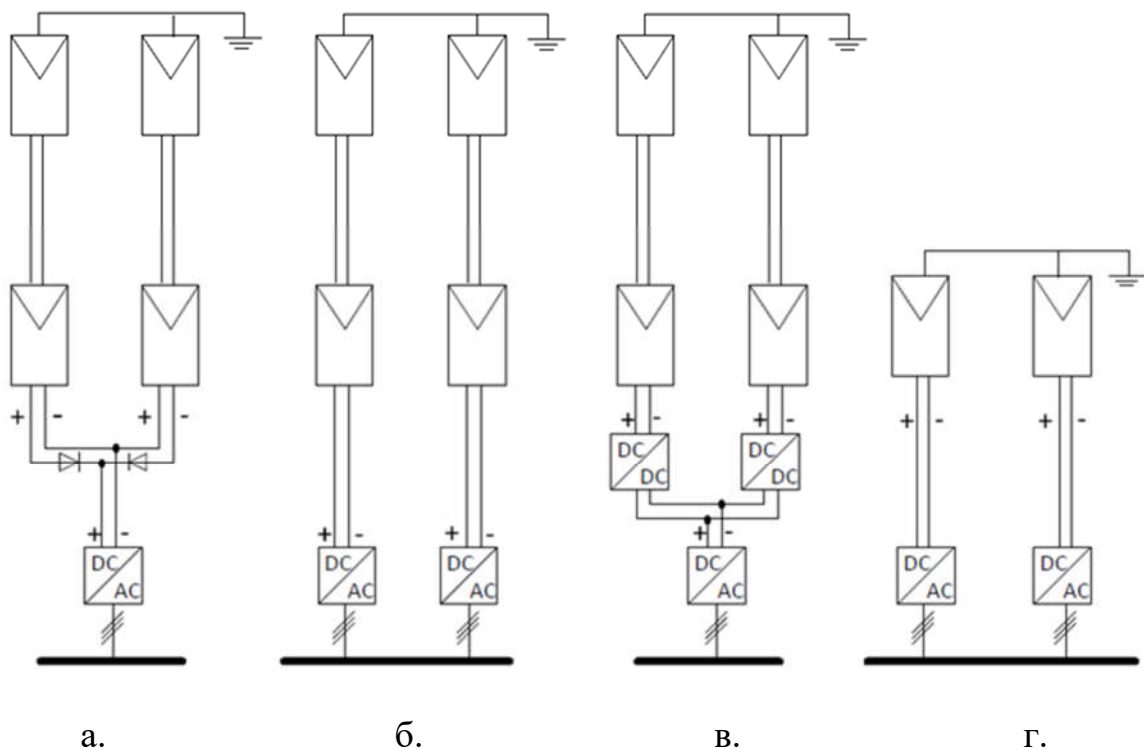


Рисунок 3.17 – Подключение ФЭП к инверторам

Подключение по схеме «а.» предусматривает подключение большого количества панелей к одному инвертору. Такую схему часто называют «центральной». Подключение по схеме «б.» предполагает подключение каждой струны из ФЭП к отдельному инвертору. Схема «в.» представляет собой подключение батарей из ФЭП к отдельным конверторам, а затем к общему инвертору. Такая схема позволяет реализовать алгоритм отслеживания точки максимальной мощности группы панелей в промежуточном звене – конверторе. Схема «г.» предусматривает отдельный инвертор на каждую ФЭП. Такая схема часто применяется для ФЭС небольшой мощности. Наиболее широко распространены схемы «а.» и «в.».

Анализ представленных на Рисунке 3.17 схем подключения показывает, что, как правило, для крупных сетевых ФЭС реализуется подключение большого количества ФЭП к одному инвертору. При этом, измерительные приборы, исходя из экономической целесообразности, устанавливаются в небольших количествах на стороне переменного тока, то есть после преобразования выработанной ФЭП энергии в инверторах. Измеряемый в таком случае ток представляет собой суммарный ток нескольких тысяч панелей, проходящих по эквивалентному проводнику. При этом ток от различных панелей может отличаться ввиду различных факторов как для устройств разного типа, так и для одинаковых панелей, которые подвергнуты различным внешним воздействиям (загрязнение, неправильная установка и т.д.). Ввиду нелинейной зависимости потерь в проводниках от протекающего тока, как показано в выражении (3.35), потери, рассчитанные для эквивалентного тока и эквивалентного проводника, не будут соответствовать суммарным потерям, рассчитанным отдельно для каждого проводника. Расчет эквивалентного сопротивления проводников также сопряжен с рядом трудностей, связанных с отсутствием полной информации о длинах и марках проводов на стороне постоянного тока.

В результате точный учет потерь при существующем на фотоэлектрических станциях составе измерительных приборов реализовать невозможно. В данной модели потери для постоянного тока принимаются 3% от выработки панелей на стороне постоянного тока 1% для проводников переменного тока [167]. Уточнение информации о потерях на постоянном и

переменном токе возможно при увеличении количества измерительных приборов, а также при наличии данных о сопротивлении проводников.

Потери мощности также возникают в высоковольтном оборудовании распределительных устройств переменного тока ФЭС. Расчет потерь в повышающем трансформаторе может быть выполнен в соответствии с выражением:

$$\Delta S_{ij} = Z_T \cdot \left(\frac{S_T}{U_i} \right)^2, \quad (3.37)$$

где ΔS_{ij} – полные потери мощности в трансформаторе, МВт; Z_T – сопротивление трансформатора, Ом; S_T – мощность, протекающая через трансформатор, МВт; U_i – напряжение на низшей стороне трансформатора, кВ.

Помимо продольной составляющей потерь в трансформаторе необходимо учесть также и поперечную составляющую. Как правило, при этом используются паспортная характеристика – потери холостого хода ΔP_{xx} .

Полная мощность на стороне низшего напряжения повышающего трансформатора рассчитывается с учетом используемого в модели инвертора коэффициента мощности и потерь на стороне переменного тока:

$$S_T = S_{T_{инв}} - \Delta S_{AC}, \quad (3.38)$$

где S_T – мощность на стороне НН повышающего трансформатора, МВт; $S_{T_{инв}}$ – мощность ФЭС после преобразования в инверторе, МВт; ΔS_{AC} – потери на стороне переменного тока, МВт.

Итоговый список параметров, учтенных в представленной модели прогнозирования выработки ФЭС, оказывающих влияние на выработку ФЭС представлен в Таблице 3.10. Полный перечень факторов, влияющих на выработку электрической энергии на ФЭС представлен в [169].

Реализуемая в рамках данной работы модель системы краткосрочного и оперативного прогнозирования выработки электроэнергии на ФЭС позволяет реализовать прогнозирование на основе данных, предоставляемых метеопровайдером со средней погрешностью краткосрочного прогнозирования 20% и оперативного – 15%.

Таблица 3.10 – Список параметров, влияющих на выработку ФЭС

Факторы	Диапазон
Номинальное напряжение (2-48 В)	0,80 - 1,05
Потери в инверторе и трансформаторе	0,88 - 0,98
Несоответствие панелей заявленным характеристикам	0,97 - 0,995
Токи утечек диодов и потери в контактных соединениях	0,99 - 0,997
Потери в основных КЛ постоянного тока	0,97 - 0,99
Потери в основных КЛ переменного тока	0,98 - 0,993
Загрязнение поверхности солнечных панелей	0,30 - 0,995
Затенение панелей	0,00 - 1,00
Деградация характеристик панелей со временем (1 %/год)	0,70 - 1,00

Расчет прогноза на сутки вперед и анализ результатов

В качестве примера в данном разделе рассмотрен расчет прогноза выработки электрической энергии на ФЭС, расположенной на Юге России. Выборка исходных данных представлена блоком измерительной информации, полученной с данных регистраторов метеорологических параметров, установленных на ФЭС, блоком информации, полученной из свободных источников метеорологических данных, а также блоком технических данных, характеризующих основное генерирующее оборудование, установленное на ФЭС.

Значения географических и временных параметров для указанной ФЭС приведены в Таблице 3.11. Технические данные для расчета, включающие в себя паспортные панели, инверторов, константы для расчета выходной мощности сведены в Таблицы 3.12 - 3.15.

В Таблице 3.16 представлены геометрические данные расположения фотоэлектрического массива, оказывающие существенное влияние на прогноз выработки электрической энергии, а также информация, необходимая для учета температурного режима работы панелей.

Таблица 3.11 – Географические и временные параметры

№	Параметр	Ед. изм.	Значение
1	Географическая широта	град	51,3
2	Географическая долгота	град	58,47
3	Разница между местным и гринвичским временем	ч	5
4	Учет летнего времени	ч	0
5	Солнечная постоянная	Вт/м ²	1367

Таблица 3.12 – Технические данные фотоэлектрических панелей

№	Параметр	Обозначение	Ед.изм.	Значение
1	Количество подключенных ФЭП к инверторам 1 группы	n_{PV1}	шт.	3121
2	Количество подключенных ФЭП к инверторам 2 группы	n_{PV2}	шт.	3125
3	Количество лет с начала эксплуатации	$N_{лет}$	шт.	2
4	Количество панелей AST-235	N_{235}	шт.	1150
5	Количество панелей AST-240	N_{240}	шт.	2400
6	Количество панелей AST-245	N_{245}	шт.	23550
7	Количество панелей AST-250	N_{250}	шт.	36230
8	Количество панелей AST-255	N_{255}	шт.	36575
AST-235				
9	Номинальная мощность ФЭП при стандартных условиях	$Y_{ФЭП}$	кВт	0,235
10	КПД ФЭП	η_m	о.е.	0,144
AST-240				
11	Номинальная мощность ФЭП при стандартных условиях	$Y_{ФЭП}$	кВт	0,240
12	КПД ФЭП	η_m	о.е.	0,148
AST-245				
13	Номинальная мощность ФЭП при стандартных условиях	$Y_{ФЭП}$	кВт	0,245
14	КПД ФЭП	η_m	о.е.	0,151
AST-250				
15	Номинальная мощность ФЭП при стандартных условиях	$Y_{ФЭП}$	кВт	0,250
16	КПД ФЭП	η_m	о.е.	0,154
AST-255				
17	Номинальная мощность ФЭП при стандартных условиях	$Y_{ФЭП}$	кВт	0,255
18	КПД ФЭП	η_m	о.е.	0,157
Общие параметры				
	Температурный коэффициент мощности	α_p	%/°C	-0,4

Таблица 3.13 – Снижение КПД панелей в результате деградации [169]

Количество лет с начала эксплуатации	Коэффициент снижения эффективности панели, о.е.
1	0,975
$2 < N_{\text{лет}} < 5$	$f_{\text{ФЭП}} = 1 - \frac{0,05 + 0,05 \cdot N_{\text{лет}}}{4}$
$5 < N_{\text{лет}} < 10$	$f_{\text{ФЭП}} = 1 - \frac{0,075 + 0,15 \cdot N_{\text{лет}}}{9}$
$10 < N_{\text{лет}} < 25$	$f_{\text{ФЭП}} = 1 - \frac{0,05 + 0,1 \cdot N_{\text{лет}}}{15}$

Таблица 3.14 – Значения констант, использованных в расчете выработки

№	Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Значение	
1	Параметры расчета выходной мощности ФЭП	Коэффициент поглощения панели	α	о.е.	0,9
2		Постоянный коэффициент теплопередачи	U_0	Вт ⁻² ·°C ⁻¹	25
3		Коэффициент конвективного теплообмена	U_1	Вт ³ ·с·°C ⁻¹	6,965
4		Среднее значение плотности потока энергии солнечного излучения при стандартных условиях	$\bar{G}_{T \text{ ст}}$	Вт/м ²	1000
5		Температура фотоэлементов панели при стандартных условиях	$T_{\text{с ст}}$	°C	25

Таблица 3.15 – Параметры инверторов

№	Параметр	Обозначение	Ед.изм.	Значение
1	Количество инверторов 1 группы	n_{AC1}	–	24
2	Количество инверторов 2 группы	n_{AC2}	–	8
3	Номинальная мощность инвертора на стороне АС при стандартных условиях	P_{AC_0}	кВт	680
4	Номинальная мощность инвертора на стороне DC при стандартных условиях	P_{DC_0}	кВт	782
5	Максимальная эффективность инвертора	k_e	%	98,9

Таблица 3.16 – Геометрические параметры фотоэлектрических панелей

№	Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Угол наклона ФЭП	β	град.	33
2	Азимут ФЭП	γ	град.	-2

Результаты расчета прогноза выработки электрической энергии ФЭС

Тип условий: солнечно, дата: 22.06.2018

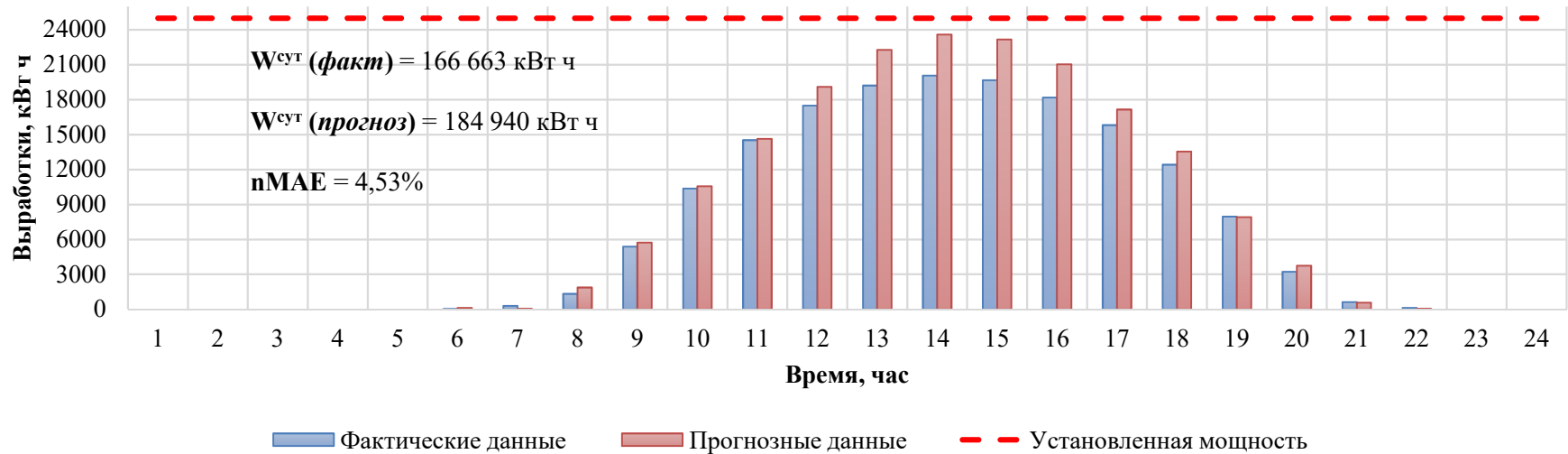


Рисунок 3.18 – Прогнозирование выработки ФЭС для солнечного дня

Таблица 3.17 – Численные результаты прогноза выработки ФЭС для солнечного дня

Час															
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Минута															
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогноз выработки электрической энергии, кВт ч															
33	1 865	5 730	10 563	14 630	19 096	22 265	23 584	23 170	21 027	17 150	13 540	7 917	3 744	567	52
Фактическая выработка электрической энергии, кВт ч															
295	1 320	5 388	10 368	14 520	17 480	19 210	20 074	19 663	18 187	15 814	12 411	7 968	3 227	623	109
Нормализованный модуль ошибки (nAE), %															
1,05	2,18	1,37	0,78	0,44	6,47	12,22	14,04	14,03	11,36	5,34	4,52	0,21	2,07	0,22	0,23

Тип условий: переменная облачность, дата: 28.05.2018

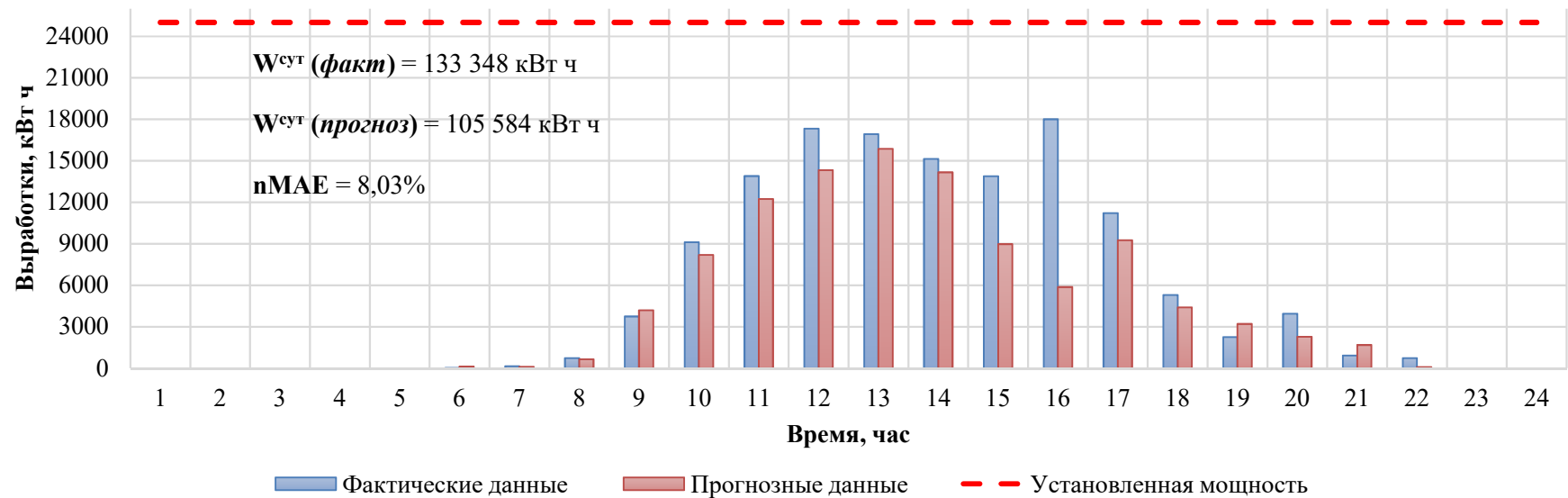


Рисунок 3.19 – Прогнозирование выработки ФЭС для дня с переменной облачностью

Таблица 3.18 – Численные результаты прогноза выработки ФЭС для дня с переменной облачностью

Час															
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Минута															
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогноз выработки электрической энергии, кВт ч															
113	657	4 204	8 193	12 241	14 326	15 874	14 166	8 980	5 878	9 266	4 406	3 210	2 281	1 688	101
Фактическая выработка электрической энергии, кВт ч															
152	744	3 752	9 120	13 896	17 332	16 928	15 140	13 888	18 004	11 224	5 308	2 256	3 944	920	740
Нормализованный модуль ошибки (nAE), %															
0,16	0,35	1,81	3,71	6,62	12,02	4,22	3,90	19,63	48,50	7,83	3,61	3,82	6,65	3,07	2,56

Тип условий: облачно, дата: 02.11.2017

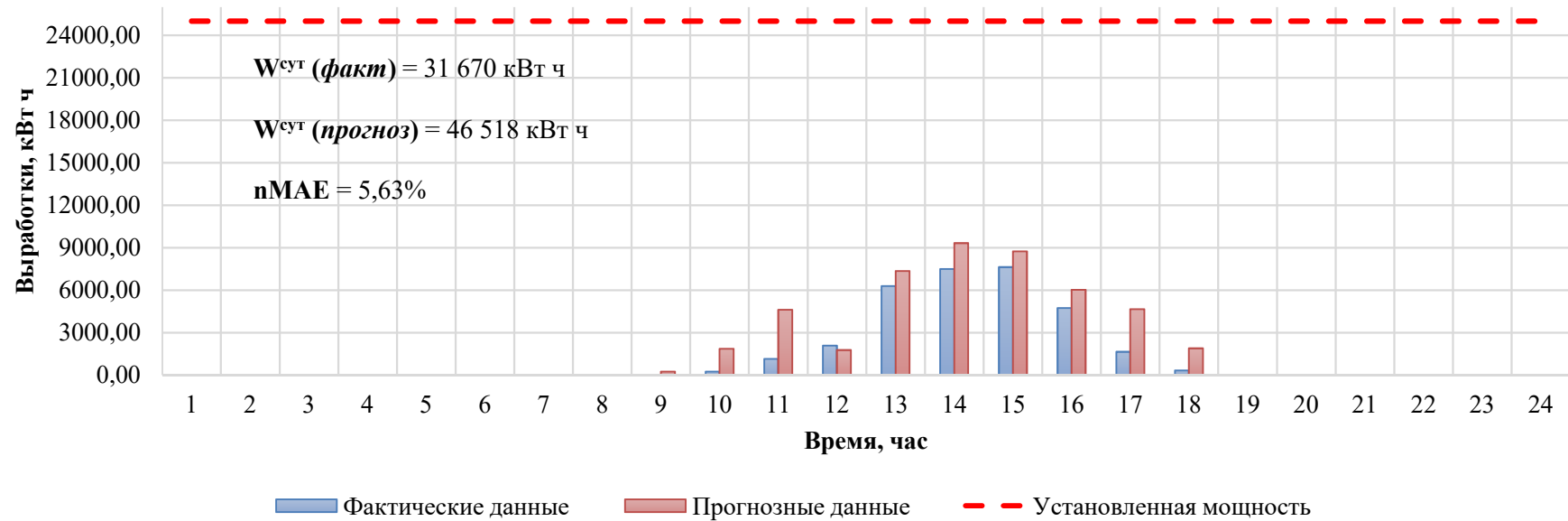


Рисунок 3.20 – Прогнозирование выработки ФЭС для дня с переменной облачностью

Таблица 3.19 – Численные результаты прогноза выработки ФЭС для дня с переменной облачностью

Час															
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Минута															
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Прогноз выработки электрической энергии, кВт ч															
0	0	251	1 866	4 615	1 772	7 352	9 327	8 745	6 030	4 662	1 898	0	0	0	0
Фактическая выработка электрической энергии, кВт ч															
0	0	5	249	1 159	2 086	6 294	7 505	7 631	4 743	1 651	339	8	0	0	0
Нормализованный модуль ошибки (nAE), %															
0,00	0,00	0,98	6,47	13,82	1,25	4,23	7,29	4,46	5,15	12,04	6,24	0,03	0,00	0,00	0,00

Оценив параметры ошибки прогноза, можно сказать, что данная модель прогнозирования выработки ФЭС обладает небольшой (3–7%) nAE для полуденных и послеполуденных часов работы электростанции. Стоит отметить, что для закатных и рассветных часов ошибка может значительно возрасти и показатель nAE будет приближаться к 15–20%, что обусловлено сложностью учета атмосферных процессов в указанные периоды времени.

Однако принятая в данной диссертации методика расчета нормализованного модуля ошибки позволяет получить результирующую взвешенную ошибку относительно установленной мощности ФЭС. В диапазоне малых величин ППСИ (15–30 Вт/м²) ошибка в именованных единицах может составлять лишь 7–15 Вт/м² при максимальном значении ППСИ в течении суток $\bar{G} = 840$ Вт/м².

Необходимо отметить, что для каждого конкретного объекта при условии применения предложенного алгоритма необходимо уточнение диапазонов угловой высоты солнца α , с использованием которых фактически выполняется кластеризация исходной базы данных, для расчета коэффициентов a_1 , b_1 , c_1 и d_1 .

В таблице 3.20 приведены данные по точности различных методик краткосрочного прогнозирования (до 72 часов) ППСИ у поверхности земли на часовых интервалах.

Для снижения ошибки прогноза необходим регрессионный анализ коэффициентов a_1 , b_1 , c_1 и d_1 по измеренным данным ППСИ у поверхности земли, при этом так же целесообразно будет разработать различные типы регрессионных коэффициентов: для ясных дней, для дней с высокой облачностью в течении суток и дней с переменной облачностью.

Точность прогноза ППСИ, а, следовательно, и выработки электрической энергии на ФЭС, в значительной степени зависит от точности прогнозирования метеорологических параметров (облачности, температуры, скорости ветра).

Таблица 3.20 – Сравнение эффективности методик прогнозирования выработки ФЭС

Исследование	Географическая локация	Параметр ошибки	
		nRMSE, %	nMAE, %
Jensenius, (1981)	–	25 (ясные)	2 (ясные)
Bofinger и Heilscher, (2004)	32 местоположения в Германии	32 (ясные)	2,9 (ясные)
Heinemann, (2006)	Германия	55	–
Perez, (2007)	Албания	32	10
Wittman, (2008)	1 местоположение в Испании	18,5	11,1
Remund, (2008)	3 местоположения в США	40	11
Schroedter и Breitkr, (2009)	121 местоположение в Европе	8 (ясные) 40 (облачные)	10
Perez, (2009)	6 местоположений в США	25	8
Fei Wang Zengqiang, (2012)	Китай	25 (ясные) 50 (облачные)	9 (ясные) 26 (облачные)
Текущая модель (2017)	Опробована для 3 местоположений в Европейской части России	3–4 (ясные) 8–23 (облачные)	11–14 (ясные) 11–25 (облачные)

3.5 Модель оперативного прогнозирования

Под оперативным прогнозированием в данной работе подразумевается внутри суточный прогноз выработки электрической энергии на ФЭС с горизонтом упреждения до 6 часов.

При краткосрочном прогнозировании зависимость ППСИ, падающего на горизонтальную поверхность земли, от облачности удается восстановить, решая задачу регрессии методом наименьших квадратов (или другим подобным методом) и выбором оптимальной функции. Использование такого рода традиционных методов решения задачи регрессии для оперативного прогнозирования ППСИ, падающего на горизонтальную поверхность земли, не представляется возможным, поскольку в случае наличия разномасштабных данных – текущей и ретроспективной информации, не удастся восстановить зависимость между ППСИ и данными измерений [170], т.е. переменными, позволяющими описать эту зависимость.

В настоящее время алгоритмы машинного обучения, использующие деревья принятия решений, очень распространены и универсальны для большинства прикладных задач. С их помощью можно прогнозировать вещественный отклик для каждого объекта, то есть решать задачу регрессии.

Составляя композицию из нескольких построенных деревьев, комбинируя ответы каждого из них, можно получать устойчивое и качественное решение.

Постановка задачи оперативного прогнозирования

В рамках данного раздела диссертационной работы ставилась задача оперативного прогнозирования ППСИ по ретроспективным и текущим данным, на основе которых рассчитывалась выходная мощность ФЭС. Постановка задачи следующая [171]: имеется обучающая выборка S

$$S = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{21} & \cdots & x_{1a} & y_1 \\ x_{12} & x_{22} & \cdots & x_{2a} & y_2 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ x_{l1} & x_{l2} & \cdots & x_{la} & y_l \end{bmatrix}, \quad (3.39)$$

где y_l – текущее измеренное значение ППСИ; x_{la} – признак, соответствующий параметру y_i (расчетные величины: угол δ , ППСИ \bar{G}_0 , ретроспективные данные: коэффициент прозрачности \bar{k}_T , облачность и др.); l – количество наблюдений в выборке; a – количество признаков.

Задача состоит в построении композиции решающих деревьев, которая определяет значение новых параметров y по соответствующим признакам x_{la} , другими словами, задача состоит в построении модели (функции) f , которая, получив на вход x , предсказала бы значение ответа y . В работе используется алгоритм градиентного бустинга над деревьями решений.

Градиентный бустинг над деревьями решений

Бустинг над деревьями решений – это композиция большого количества неглубоких деревьев [172]. Базовые алгоритмы (базовые решающие деревья) строятся последовательно, один за другим. Каждый следующий выбирается так, чтобы исправлять ошибки построенной на предыдущем шаге композиции. Благодаря тому, что построение композиций в бустинге направлено, нет необходимости использовать сложные алгоритмы, достаточно простых базовых алгоритмов, например, неглубоких деревьев.

Бустинг может быть использован для решения задачи регрессии, при этом минимизируется среднеквадратичная ошибка.

$$MSE(a, X) = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l (y_i - a(x_i))^2, \quad (3.40)$$

где $MSE(a, X)$ – значение среднеквадратичной ошибки для композиции a и пространства признаков X ; $a(x_i)$ – значение, возвращаемое композицией для признаков x_i из пространства признаков X .

Решение этой задачи начинается с того, что необходимо обучить один алгоритм (неглубокое дерево), для решения задачи минимизации среднеквадратичной ошибки [172]:

$$b_1(x) = \arg \min_b \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l (y_i - b(x_i))^2, \quad (3.41)$$

где $b_1(x)$ – первое дерево решений, построенное по признакам x . $b(x_i)$ – значение, возвращаемое деревом решений для признаков x_i из пространства признаков X .

После нахождения алгоритма b_1 , который принадлежит семейству неглубоких решающих деревьев, можно поставить прогнозы данного алгоритма в соответствие значениям параметров (ответов), как показано в Таблице 3.21

Таблица 3.21 – Прогнозы решающего дерева b_1

Ответы	y_1	y_2	...	y_l
Прогнозы	$b_1(x_1)$	$b_1(x_2)$...	$b_1(x_l)$

Существует всего l объектов обучающей выборки, на каждом известен ответ y_i и прогноз алгоритма $b_1(x_i)$. Пусть необходимо добавить в композицию еще один алгоритм b_2 . Возникает вопрос: какие ответы алгоритм b_2 должен давать на объектах обучающей выборки, чтобы ошибка композиции была минимально. Для этого случая можно записать уравнение:

$$b_1(x_i) + b_2(x_i) = y_i, \quad (3.42)$$

где $b_2(x)$ – второе дерево решений, построенное по признакам x .

Из этого уравнения видно, чему должен быть равен $b_2(x_i)$, чтобы давать наилучшее приближение к истинным ответам:

$$b_2(x_i) = y_i - b_1(x_i). \quad (3.43)$$

Таблица 3.22 – Прогнозы решающего дерева b_1 и их корректировка деревом b_2

Ответы	y_1	y_2	...	y_l
Прогнозы	$b_1(x_1)$	$b_1(x_2)$...	$b_1(x_l)$
Поправка	$y_1 - b_1(x_1)$	$y_2 - b_1(x_2)$...	$y_l - b_1(x_l)$

В этом случае, если прибавить ответ второго алгоритма к ответу первого алгоритма, то ответ $b_1(x_i)$ сократится, и останется только y_i . То есть после прибавления b_2 к b_1 будет получена нулевая ошибка на объектах обучающей выборки, то есть идеальные ответы. Таким образом, необходимо обучать b_2 так, чтобы его прогнозы были как можно ближе к вектору сдвигов, или вектору ошибок. В результате получаем задачу, где минимизируется среднеквадратичное отклонение $b(x_i)$ от ошибок $y_i - b_1(x)$.

$$b_2(x) = \arg \min_b \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l (b(x_i) - (y_i - b_1(x_i)))^2, \quad (3.44)$$

В случае, если удастся решить задачу точно, то есть получить нулевую ошибку, композиция после добавления алгоритма b_2 будет иметь нулевую ошибку. Но поскольку базовые алгоритмы очень простые, скорее всего, точно решить задачу не получится, и поэтому b_2 будет просто в некоторой степени улучшать качество первого базового алгоритма. Этот процесс может оказаться довольно длительным. N -ый базовый алгоритм будет настраиваться на ошибку композиции из $N - 1$ алгоритма, согласно следующему выражению:

$$b_N(x) = \arg \min_b \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l \left(b(x_i) - \left(y_i - \sum_{n=1}^{N-1} b_n(x_i) \right) \right)^2 \quad (3.45)$$

где y_i – сумма ответов уже построенных $N - 1$ алгоритма.

Этот процесс будет продолжаться до тех пор, пока ошибка на обучающей выборке не окажется удовлетворительной. Градиентный бустинг представляет собой градиентный спуск в пространстве возможных алгоритмов, каждый шаг спуска делается по базовому алгоритму $b_n(x)$ согласно следующей последовательности:

Инициализация первого базового алгоритма b_0

$$b_0(x) = 0. \quad (3.46)$$

Для $n = 1, \dots, N$ повторяются следующие шаги:

а) Вычисляется вектор сдвига s , который показывает, как нужно скорректировать прогнозы уже построенной композиции, чтобы уменьшить ошибку на обучающей выборке:

$$s_n = (-2(a_{n-1}(x_1) - y_1), \dots, -2(a_{n-1}(x_l) - y_l)) \quad (3.47)$$

б) Строится базовый алгоритм b_N путем приближения его ответов на обучающей выборке к данным сдвига s_i :

$$b_N(x) = \underset{b}{\operatorname{argmin}} \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l (b(x_i) - s_i)^2 \quad (3.48)$$

с) После того, как алгоритм найден он добавляется в композицию:

$$a_n(x) = a_{n-1}(x) + \eta \sum_{j=1}^J [x \in R_{Nj}] b_{Nj} \quad (3.49)$$

д) Шаги а) - с) повторяются пока не будет выполнен критерий останова.

Для работы с алгоритмом градиентного бустинга использовались настройки, приведенные в Таблице 3.23. Параметры настройки `colsample_bytree` и `colsample_bylevel` использовались для того, чтобы избежать переобучения. Для решения возникшей проблемы авторами был разработан подход на основе градиентного бустинга над деревьями решений. Поставленную задачу было предложено решать тремя способами: обучения алгоритма без истории, обучение только с историей и обучение с историей и метеоанными.

В ходе научно-исследовательской работы был выполнен ряд расчетных экспериментов для оценки возможности использования алгоритма градиентного бустинга над деревьями решений для задачи оперативного прогнозирования выработки ФЭС. Эксперименты различались по следующим критериям:

Таблица 3.23 – Настройки градиентного бустинга

Параметры настройки	Типы входных данных		
	Обучение без истории	Обучение с историей	Обучение с историей и метеоанными
Длина шага (learning rate) η	0,005	0,01	0,01
Максимальная глубина деревьев (max_depth)	4	4	6

Продолжение таблицы 3.23

Параметры настройки	Типы входных данных		
	Обучение без истории	Обучение с историей	Обучение с историей и метеоданными
Количество деревьев (<i>n_estimators</i>)	3000	3000	3000
Количество итераций (<i>n_boost_round</i>) <i>N</i>	3000	3000	3000
Доля переменных, используемых на каждой итерации (<i>colsample_bytree</i>)	0,8	0,8	0,8
Доля переменных, используемых на каждом уровне дерева (<i>colsample_bylevel</i>)	0,7	0,7	0,7
Пороговое значение \bar{G}_{thres}	10	10	10

Для оценки аналитической модели и её поведения на независимых данных использовалась перекрёстная проверка (*cross-validation*). При оценке модели, имеющиеся в наличии данные, разбивались на 5 частей. Для каждого разбиения выполняется настройка алгоритма по обучающей подвыборке [173], затем оценивалась его средняя ошибка на объектах контрольной подвыборки. Оценкой скользящего контроля являлась средняя по всем разбиениям величина ошибки на контрольных подвыборках.

Для анализа ошибки прогнозирования использовался нормализованный средний модуль ошибки прогнозирования *nMAE* и среднеквадратичная ошибка *MSE*. Нормализованный средний модуль ошибки *nMAE* рассчитывался по формуле:

$$nMAE = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l \frac{|\bar{G}_{изм}^i - \bar{G}_{пр}^i|}{\bar{G}_0^i} \cdot 100\%, \quad (3.50)$$

где *nMAE* – нормализованный средний модуль ошибки, %; *l* – количество объектов в выборке; $\bar{G}^{изм}$ – среднее измеренное значение ППСИ у поверхности земли, Вт/м²; $\bar{G}^{пр}$ – среднее спрогнозированное значение ППСИ у поверхности земли, Вт/м².

Среднеквадратичная ошибка *MSE* рассчитывается по формуле:

$$MSE = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^N \left(\bar{G}_{изм}^i - \bar{G}_{пр}^i \right)^2, \quad (3.51)$$

где *MSE* – среднеквадратичная ошибка, Вт²/м⁴; *N* – количество рассматриваемых временных интервалов *t*, в рамках рассматриваемых суток

(между рассветом и закатом); $\overline{G}^{\text{изм}}$ – среднее измеренное значение ППСИ у поверхности земли, Вт/м²; $\overline{G}^{\text{пр}}$ – среднее спрогнозированное значение ППСИ у поверхности земли, Вт/м².

Задача оперативного прогнозирования была решена для трех возможных вариантов формирования обучающей выборки, различающихся используемыми в них признаками (Таблицу 3.24) [171]. Для оценки аналитической модели и её поведения на независимых данных использовалась перекрёстная проверка (cross validation). Анализ ошибки прогнозирования выполнялся путем вычисления nMAE.

Таблица 3.24 – Возможные варианты формирования выборки

Признаки	Типы входных данных		
	Обучение без истории	Обучение с историей	Обучение с историей и метеоданными
Номер дня в году, n	+	+	+
Угол солнечного склонения, δ	+	+	+
Солнечное время, t_s	+	+	+
Коэффициент прозрачности, k_T	–	+	+
ППСИ на границе атмосферы, G_0	–	+	+
Средняя влажность за час, %	–	–	+
Среднее значение облачности за час, %	–	–	+

Пример построения дерева решений

Рассмотрим пример построения регрессионного дерева с количеством уровней (глубиной), равном 3, для небольшой выборки. В качестве признака x выберем ППСИ на границе атмосферы \overline{G}_0 , а в качестве параметра y – измеренную ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость $\overline{G}^{\text{изм}}$. Рассматриваемая выборка приведена в Таблице 3.25. Объекты выборки так же показаны на Рисунке 3.21 в координатных осях \overline{G}_0 и $\overline{G}^{\text{изм}}$.

Таблица 3.25 – Обучающая выборка

Дата	Время	ППСИ на границе атмосферы \bar{G}_0 (признак x), Вт/м ²	Измеренная ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость $\bar{G}_{изм}$ (параметр y), Вт/м ²
2017-01-15	00:00	0	0,329
2017-01-15	00:30	0	0,468
2017-01-15	01:00	0	0,327
2017-01-15	01:30	0	0,319
2017-01-15	02:00	0	0,336
2017-01-15	02:30	0	0,248
2017-01-15	03:00	0	0,32
2017-01-15	03:30	0	0,324
2017-01-15	04:00	0	0,257
2017-01-15	04:30	0	0,302
2017-01-15	05:00	0	0,287
2017-01-15	05:30	0	0,296
2017-01-15	06:00	0	0,263
2017-01-15	06:30	0	0,284
2017-01-15	07:00	0	0,22
2017-01-15	07:30	0	0,199
2017-01-15	08:00	0	0,27
2017-01-15	08:30	0	0,271
2017-01-15	09:00	0	0,789
2017-01-15	09:30	12,637	8,522
2017-01-15	10:00	102,056	32,79
2017-01-15	10:30	182,892	65,085
2017-01-15	11:00	253,761	102,049
2017-01-15	11:30	313,451	153,201
2017-01-15	12:00	360,941	193,857
2017-01-15	12:30	395,419	262,661
2017-01-15	13:00	416,293	248,368
2017-01-15	13:30	423,208	300,232
2017-01-15	14:00	416,044	272,028
2017-01-15	14:30	394,925	282,484

Продолжение таблицы 3.25

Дата	Время	ППСИ на границе атмосферы \bar{G}_0 (признак x), Вт/м ²	Измеренная ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость $\bar{G}_{изм}$ (параметр y), Вт/м ²
2017-01-15	15:00	360,211	298,121
2017-01-15	15:30	312,497	282,394
2017-01-15	16:00	252,6	212,822
2017-01-15	16:30	181,543	121,652
2017-01-15	17:00	100,543	64,581
2017-01-15	17:30	10,985	19,603
2017-01-15	18:00	0	0,779
2017-01-15	18:30	0	0,243
2017-01-15	19:00	0	0,283
2017-01-15	19:30	0	0,194
2017-01-15	20:00	0	0,246
2017-01-15	20:30	0	0,264
2017-01-15	21:00	0	0,211
2017-01-15	21:30	0	0,231
2017-01-15	22:00	0	0,297
2017-01-15	22:30	0	0,274
2017-01-15	23:00	0	0,212
2017-01-15	23:30	0	0,277

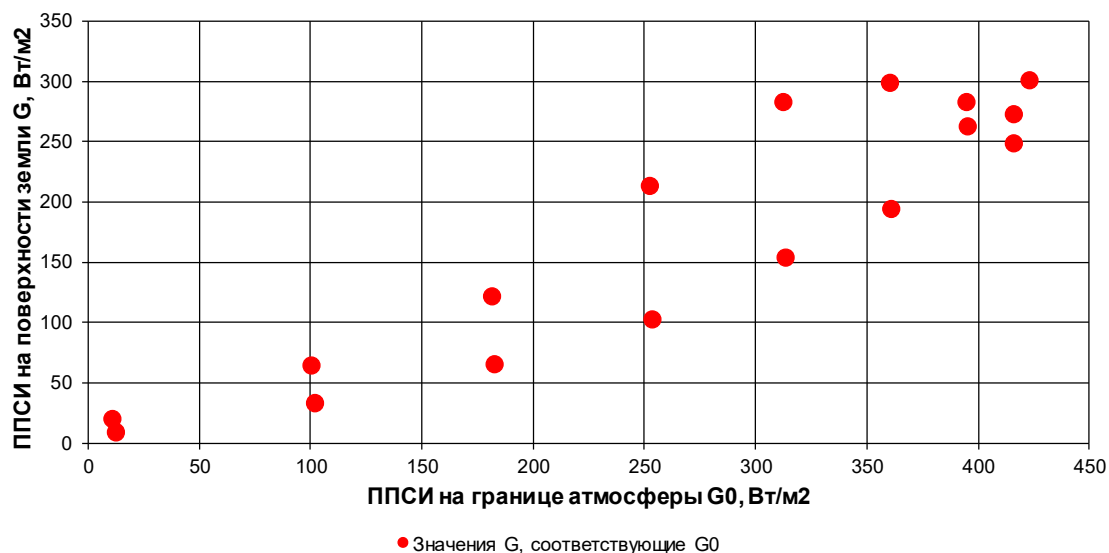


Рисунок 3.21 – Объекты выборки в координатных осях \bar{G}_0 и $\bar{G}_{изм}$

Для того, чтобы построение дерева не осуществлялось для незначимых (ночных) часов, введем условие, согласно которому будут рассматриваться значения, превышающие определенные порог.

$$\bar{G}_{\text{изм}} > \bar{G}_{\text{thres}} \quad (3.52)$$

Зададим значение $\bar{G}_{\text{thres}} = 1$, получим отфильтрованную обучающую выборку, приведенную в Таблице 3.26.

Таблица 3.26 – Отфильтрованная обучающая выборка

Дата	Время	ППСИ на границе атмосферы \bar{G}_0 (признак x), Вт/м ²	Измеренная ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость $\bar{G}_{\text{изм}}$ (параметр y), Вт/м ²
2017-01-15	09:30	12,637	8,522
2017-01-15	10:00	102,056	32,790
2017-01-15	10:30	182,892	65,085
2017-01-15	11:00	253,761	102,049
2017-01-15	11:30	313,451	153,201
2017-01-15	12:00	360,941	193,857
2017-01-15	12:30	395,419	262,661
2017-01-15	13:00	416,293	248,368
2017-01-15	13:30	423,208	300,232
2017-01-15	14:00	416,044	272,028
2017-01-15	14:30	394,925	282,484
2017-01-15	15:00	360,211	298,121
2017-01-15	15:30	312,497	282,394
2017-01-15	16:00	252,600	212,822
2017-01-15	16:30	181,543	121,652
2017-01-15	17:00	100,543	64,581
2017-01-15	17:30	10,985	19,603

Присвоим каждому значению x и y порядковый номер i . Кроме того, необходимо инициализировать первый базовый алгоритм b_0 . Согласно (3.46), $b_0(x_i) = 0$. Так как в композицию алгоритмов пока не добавлен ни один базовый алгоритм, то и $a_0(x_i) = 0$.

Таблица 3.27 – Инициализация первого базового алгоритма

Номер i	Признак x	Параметр y	Комп. алгоритмов $a_0(x_i)$	Базовый алг. b_0 .
1	12,637	8,522	0,000	0,000
2	102,056	32,790	0,000	0,000
3	182,892	65,085	0,000	0,000
4	253,761	102,049	0,000	0,000
5	313,451	153,201	0,000	0,000
6	360,941	193,857	0,000	0,000
7	395,419	262,661	0,000	0,000
8	416,293	248,368	0,000	0,000
9	423,208	300,232	0,000	0,000
10	416,044	272,028	0,000	0,000

Продолжение Таблицы 3.27

Номер i	Признак x	Параметр y	Комп. алгоритмов $a_0(x_i)$	Базовый алг. b_0 .
11	394,925	282,484	0,000	0,000
12	360,211	298,121	0,000	0,000
13	312,497	282,394	0,000	0,000
14	252,600	212,822	0,000	0,000
15	181,543	121,652	0,000	0,000
16	100,543	64,581	0,000	0,000
17	10,985	19,603	0,000	0,000

Для построения дерева необходимо отсортировать по возрастанию признака x , как показано в Таблице 3.28.

Таблица 3.28 – Отсортированная выборка

Порядковый номер i	Признак x	Параметр y	Композиция алгоритмов $a_0(x_i)$	Базовый алгоритм b_0	Вектор сдвигов s_1
17	10,985	19,603	0,000	0,000	39,206
1	12,637	8,522	0,000	0,000	17,044
16	100,543	64,581	0,000	0,000	129,162
2	102,056	32,790	0,000	0,000	65,580
15	181,543	121,652	0,000	0,000	243,304
3	182,892	65,085	0,000	0,000	130,17
14	252,600	212,822	0,000	0,000	425,644
4	253,761	102,049	0,000	0,000	204,098
13	312,497	282,394	0,000	0,000	564,788
5	313,451	153,201	0,000	0,000	306,402
12	360,211	298,121	0,000	0,000	596,242
6	360,941	193,857	0,000	0,000	387,714
11	394,925	282,484	0,000	0,000	564,968
7	395,419	262,661	0,000	0,000	525,322
10	416,044	272,028	0,000	0,000	544,056
8	416,293	248,368	0,000	0,000	496,736
9	423,208	300,232	0,000	0,000	600,464

Для отсортированных значений y_i рассчитываем вектор сдвигов:

$$s_1 = (-2(a_0(x_1) - y_1), \dots, -2(a_0(x_l) - y_l)) \quad (3.53)$$

где l – количество объектов в выборке. В данном примере $l = 17$.

Для y_1 и $a_0(x_1)$ получаем:

$$s_1(y_1, a_0(x_1)) = -2(a_0(x_1) - y_1) = -2(0 - 8,522) = 17,044$$

Аналогично выполняется расчет и для других элементов вектора s_1 .

Результат приведен в Таблице 3.29.

Таблица 3.29 – Вектор сдвигов s_1

Порядковый номер i	Признак x	Параметр y	Композиция алгоритмов $a_0(x_i)$	Базовый алгоритм b_0	Вектор сдвигов s_1
17	10,985	19,603	0,000	0,000	39,206
1	12,637	8,522	0,000	0,000	17,044
16	100,543	64,581	0,000	0,000	129,162
2	102,056	32,790	0,000	0,000	65,580
15	181,543	121,652	0,000	0,000	243,304
3	182,892	65,085	0,000	0,000	130,17
14	252,600	212,822	0,000	0,000	425,644
4	253,761	102,049	0,000	0,000	204,098
13	312,497	282,394	0,000	0,000	564,788
5	313,451	153,201	0,000	0,000	306,402
12	360,211	298,121	0,000	0,000	596,242
6	360,941	193,857	0,000	0,000	387,714
11	394,925	282,484	0,000	0,000	564,968
7	395,419	262,661	0,000	0,000	525,322
10	416,044	272,028	0,000	0,000	544,056
8	416,293	248,368	0,000	0,000	496,736
9	423,208	300,232	0,000	0,000	600,464

По рассчитанному вектору сдвигов s_1 необходимо разбить выборку из l элементов на две части (так как используются бинарные деревья решений), то есть:

$$b_1(x) = \arg \min_b \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l (b(x_i) - s_i)^2. \quad (3.54)$$

Всего есть $l-1$ возможных способов поделить упорядоченную выборку на две части. Первое и второе разбиения будет иметь вид:

$$s_{1left}^1 = [39,206] \quad \text{и} \quad s_{1right}^1 = \begin{bmatrix} 17,044 \\ 129,162 \\ 65,58 \\ 243,304 \\ 130,17 \\ 425,644 \\ 204,098 \\ 564,788 \\ 306,402 \\ 596,242 \\ 387,714 \\ 564,968 \\ 525,322 \\ 544,056 \\ 496,736 \\ 600,464 \end{bmatrix} \quad \text{и} \quad s_{1left}^2 = \begin{bmatrix} 39,206 \\ 17,044 \end{bmatrix} \quad \text{и} \quad s_{1right}^2 = \begin{bmatrix} 129,162 \\ 65,58 \\ 243,304 \\ 130,17 \\ 425,644 \\ 204,098 \\ 564,788 \\ 306,402 \\ 596,242 \\ 387,714 \\ 564,968 \\ 525,322 \\ 544,056 \\ 496,736 \\ 600,464 \end{bmatrix}$$

Аналогично получаются и остальные разбиения.

Для всех полученных разбиений для левой и правой части рассчитывается среднее значение.

$$s_{1left}^{-1} = \frac{39,206}{1} = 39,206$$

$$s_{1left}^{-2} = \frac{39,206 + 17,044}{2} = 28,125$$

$$s_{1right}^{-1} = \frac{17,044 + \dots + 600,464}{16} = 362,606$$

$$s_{1right}^{-2} = \frac{129,162 + \dots + 600,464}{15} = 385,643$$

В Таблице 3.30 приведены левые части всех возможных разбиений, а так их же средние значения, а в Таблице 3.31 – правые.

Для всех возможных разбиений для левых частей рассчитывается отклонения от среднего значения $s_{1left}^k - s_{1left}^{-k}$ для $k = 1 \dots l - 1$. Кроме того, для $k = 1 \dots l - 1$ определяется сумма квадратов этих отклонений.

$$\delta_{left}^k = \sum \left(s_{1left}^k - s_{1left}^{-k} \right)^2 \quad (3.55)$$

Аналогично для правых частей для $k = 1 \dots l - 1$

$$\delta_{right}^k = \sum \left(s_{1right}^k - s_{1right}^{-k} \right)^2 \quad (3.56)$$

Для каждого случая разбиения $k = 1 \dots l - 1$ считается сумма δ_{left}^k и δ_{right}^k , и относится к количеству элементов в выборке l :

$$\Delta^k = \frac{\delta_{left}^k + \delta_{right}^k}{l} \quad (3.57)$$

Например, для первого случая разбиения $k = 1$

$$s_{1left}^1 - s_{1left}^{-1} = [39,206] - 39,206 = 0$$

Таблица 3.30 – Левые части разбиений вектора сдвигов s_1

Номер разбиения	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Левые части разбиений S_{left}	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	39,206	
		17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044	17,044
			129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162	129,162
				65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580	65,580
					243,304	243,304	243,304	243,304	243,304	243,304	243,304	243,304	243,304	243,304	243,304	243,304	243,304
						130,170	130,170	130,170	130,170	130,170	130,170	130,170	130,170	130,170	130,170	130,170	130,170
							425,644	425,644	425,644	425,644	425,644	425,644	425,644	425,644	425,644	425,644	425,644
								204,098	204,098	204,098	204,098	204,098	204,098	204,098	204,098	204,098	204,098
									564,788	564,788	564,788	564,788	564,788	564,788	564,788	564,788	564,788
										306,402	306,402	306,402	306,402	306,402	306,402	306,402	306,402
											596,242	596,242	596,242	596,242	596,242	596,242	596,242
												387,714	387,714	387,714	387,714	387,714	387,714
													564,968	564,968	564,968	564,968	564,968
														525,322	525,322	525,322	525,322
															544,056	544,056	544,056
															496,736	496,736	
Средние значения \bar{S}_{left}	39,206	28,125	61,804	62,748	98,859	104,078	150,016	156,776	202,111	212,540	247,422	259,113	282,640	299,975	316,247	327,527	

Таблица 3.31 – Правые части разбиений вектора сдвигов s_1

Номер разбиения	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Правые части разбиений s_{right}																
	17,044															
	129,162	129,162														
	65,580	65,580	65,580													
	243,304	243,304	243,304	243,304												
	130,170	130,170	130,170	130,170	130,170											
	425,644	425,644	425,644	425,644	425,644	425,644										
	204,098	204,098	204,098	204,098	204,098	204,098	204,098									
	564,788	564,788	564,788	564,788	564,788	564,788	564,788	564,788								
	306,402	306,402	306,402	306,402	306,402	306,402	306,402	306,402	306,402							
	596,242	596,242	596,242	596,242	596,242	596,242	596,242	596,242	596,242	596,242						
	387,714	387,714	387,714	387,714	387,714	387,714	387,714	387,714	387,714	387,714	387,714					
	564,968	564,968	564,968	564,968	564,968	564,968	564,968	564,968	564,968	564,968	564,968	564,968				
	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322	525,322			
	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056	544,056		
	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	496,736	
	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464	600,464
Средние значения \bar{s}_{right}	362,606	385,643	403,963	429,993	445,550	474,221	479,079	509,632	502,738	530,786	519,877	546,309	541,645	547,085	548,600	600,464

$$s_{1right}^1 - s_{1right}^{-1} = \begin{bmatrix} 17,044 \\ 129,162 \\ 65,580 \\ 243,304 \\ 130,170 \\ 425,644 \\ 204,098 \\ 564,788 \\ 306,402 \\ 596,242 \\ 387,714 \\ 564,968 \\ 525,322 \\ 544,056 \\ 496,736 \\ 600,464 \end{bmatrix} - 362,606 = \begin{bmatrix} -345,562 \\ -233,444 \\ -297,026 \\ -119,302 \\ -232,436 \\ 63,038 \\ -158,508 \\ 202,182 \\ -56,204 \\ 233,636 \\ 25,108 \\ 202,362 \\ 162,716 \\ 181,450 \\ 134,130 \\ 237,858 \end{bmatrix}$$

$$\delta_{left}^1 = \sum \left(s_{1left}^1 - s_{1left}^{-1} \right)^2 = \sum (0)^2 = 0$$

$$\delta_{right}^1 = \sum \left(s_{1right}^1 - s_{1right}^{-1} \right)^2 = \sum \left[(-345,562)^2 + \dots + (237,858)^2 \right] = 633662,585$$

$$\Delta^1 = \frac{\delta_{left}^1 + \delta_{right}^1}{l} = \frac{0 + 633662,585}{17} = 37274,270$$

Для второго случая разбиения $k = 2$

$$s_{1left}^2 - s_{1left}^{-2} = \begin{bmatrix} 39,206 \\ 17,044 \end{bmatrix} - 28,125 = \begin{bmatrix} 11,081 \\ -11,081 \end{bmatrix}$$

$$s_{1right}^2 - \overset{-2}{s_{1right}} = \begin{bmatrix} 129,162 \\ 65,580 \\ 243,304 \\ 130,170 \\ 425,644 \\ 204,098 \\ 564,788 \\ 306,402 \\ 596,242 \\ 387,714 \\ 564,968 \\ 525,322 \\ 544,056 \\ 496,736 \\ 600,464 \end{bmatrix} - 385,643 = \begin{bmatrix} -256,481 \\ -320,063 \\ -142,339 \\ -255,473 \\ 40,001 \\ -181,545 \\ 179,145 \\ -79,241 \\ 210,599 \\ 2,071 \\ 179,325 \\ 139,679 \\ 158,413 \\ 111,093 \\ 214,821 \end{bmatrix}$$

$$\delta_{left}^2 = \sum \left(s_{1left}^2 - \overset{-2}{s_{1left}} \right)^2 = \sum \left[(11,081)^2 + \dots + (-11,081)^2 \right] = 245,577$$

$$\delta_{right}^2 = \sum \left(s_{1right}^2 - \overset{-2}{s_{1right}} \right)^2 = \sum \left[(-256,481)^2 + \dots + (214,821)^2 \right] = 506288,708$$

$$\Delta^2 = \frac{\delta_{left}^2 + \delta_{right}^2}{l} = \frac{245,577 + 506288,708}{17} = 29796,134$$

В Таблице 3.32 приведены отклонения от средних значений и суммы квадратов для этих отклонений для левых частей, а в Таблице 3.33 – для правых. В Таблице 3.34 представлены значения Δ^k для $k = 1 \dots l - 1$

Случай, соответствующий минимальному значению Δ^k , и есть случай оптимального разбиения выборки на две части. В рассматриваемом примере это случай разбиения 6. В результате выборка разбивается на две части, как показано в Таблице 3.35 и на Рисунке 3.22.

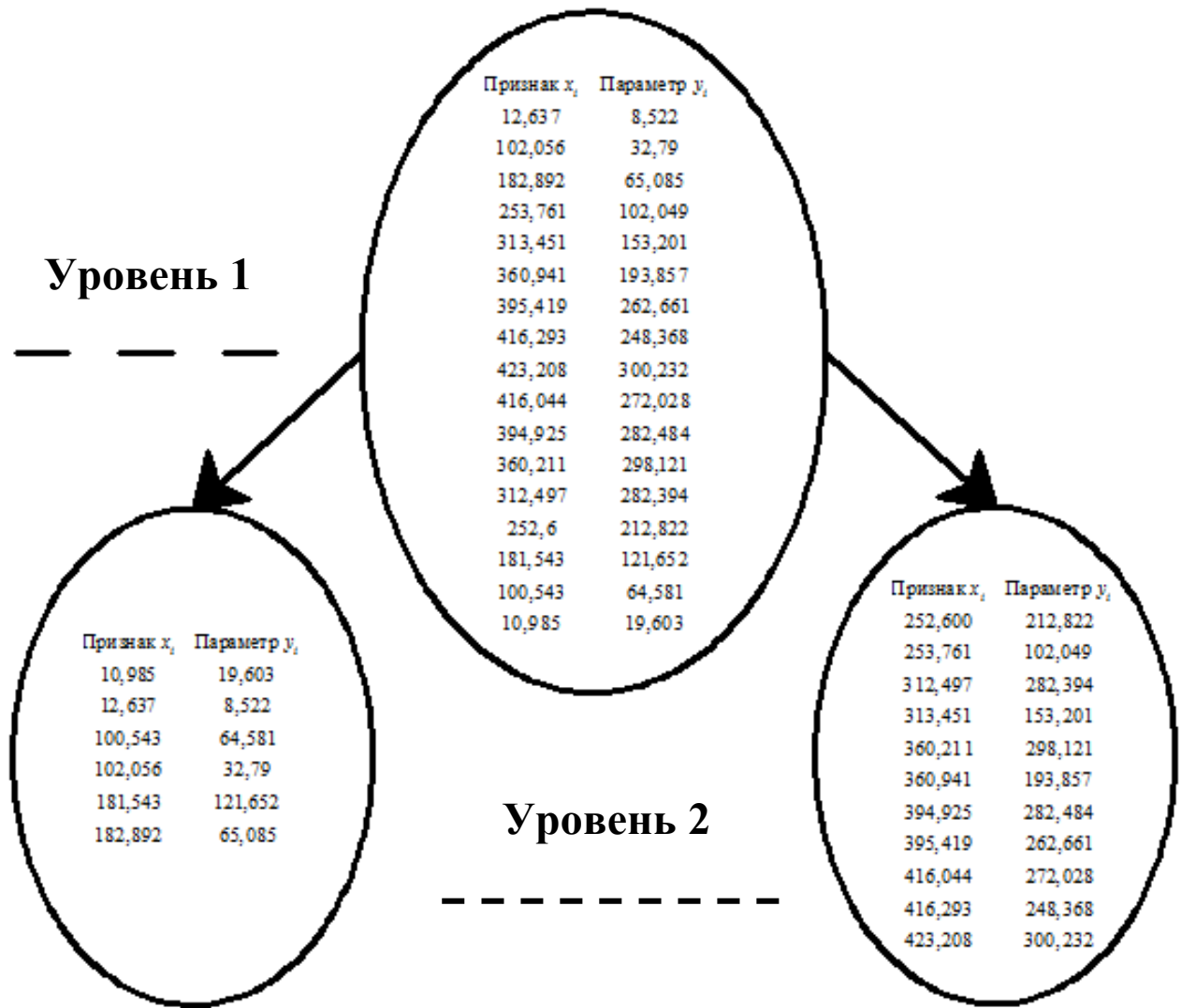


Рисунок 3.22 – Первое разбиение объектов

Таблица 3.32 – Отклонения и суммы квадратов для левых частей вектора сдвигов s_1

Номер разбиения	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Отклонения для левых частей	0,000	11,081	-22,598	-23,542	-59,653	-64,872	-110,810	-117,570	-162,905	-173,334	-208,216	-219,907	-243,434	-260,769	-277,041	-288,321	
		-11,081	-44,760	-45,704	-81,815	-87,034	-132,972	-139,732	-185,067	-195,496	-230,378	-242,069	-265,596	-282,931	-299,203	-310,483	
			67,358	66,414	30,303	25,084	-20,854	-27,614	-72,949	-83,378	-118,260	-129,951	-153,478	-170,813	-187,085	-198,365	
				2,832	-33,279	-38,498	-84,436	-91,196	-136,531	-146,960	-181,842	-193,533	-217,060	-234,395	-250,667	-261,947	
					144,445	139,226	93,288	86,528	41,193	30,764	-4,118	-15,809	-39,336	-56,671	-72,943	-84,223	
						26,092	-19,846	-26,606	-71,941	-82,370	-117,252	-128,943	-152,470	-169,805	-186,077	-197,357	
							275,628	268,868	223,533	213,104	178,222	166,531	143,004	125,669	109,397	98,117	
								47,322	1,987	-8,442	-43,324	-55,015	-78,542	-95,877	-112,149	-123,429	
										362,677	352,248	317,366	305,675	282,148	264,813	248,541	237,261
											93,862	58,980	47,289	23,762	6,427	-9,845	-21,125
												348,820	337,129	313,602	296,267	279,995	268,715
													128,601	105,074	87,739	71,467	60,187
														282,328	264,993	248,721	237,441
															225,347	209,075	197,795
																227,809	216,529
																169,209	
Суммы δ_{left}^k	0,000	245,577	7051,227	7061,921	33142,296	33959,268	122592,05	125151,33	273128,03	282917,05	416760,13	434801,86	521153,29	575841,02	631445,04	661985,42	

Таблица 3.33 – Отклонения и суммы квадратов для правых частей вектора сдвигов s_1

Номер разбиения	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Отклонения $s_{1right}^k - s_{1right}^{-k}$ для правых частей																
	-345,562															
	-233,444	-256,481														
	-297,026	-320,063	-338,383													
	-119,302	-142,339	-160,659	-186,689												
	-232,436	-255,473	-273,793	-299,823	-315,380											
	63,038	40,001	21,681	-4,349	-19,906	-48,577										
	-158,508	-181,545	-199,865	-225,895	-241,452	-270,123	-274,981									
	202,182	179,145	160,825	134,795	119,238	90,567	85,709	55,156								
	-56,204	-79,241	-97,561	-123,591	-139,148	-167,819	-172,677	-203,230	-196,336							
	233,636	210,599	192,279	166,249	150,692	122,021	117,163	86,610	93,504	65,456						
	25,108	2,071	-16,249	-42,279	-57,836	-86,507	-91,365	-121,918	-115,024	-143,072	-132,163					
	202,362	179,325	161,005	134,975	119,418	90,747	85,889	55,336	62,230	34,182	45,091	18,659				
	162,716	139,679	121,359	95,329	79,772	51,101	46,243	15,690	22,584	-5,464	5,445	-20,987	-16,323			
	181,450	158,413	140,093	114,063	98,506	69,835	64,977	34,424	41,318	13,270	24,179	-2,253	2,412	-3,029		
	134,130	111,093	92,773	66,743	51,186	22,515	17,657	-12,896	-6,002	-34,050	-23,141	-49,573	-44,909	-50,349	-51,864	
237,858	214,821	196,501	170,471	154,914	126,243	121,385	90,832	97,726	69,678	80,587	54,155	58,820	53,379	51,864	0,000	
Суммы δ_{right}^k	633662,585	506288,71	435807,273	312495,982	274738,83	166231,82	163636,10	79619,93	76197,53	32142,87	27144,30	6183,945	5748,75	5393,51	5379,75	0,000

Таблица 3.34 – Значения Δ^k для каждого случая разбиения

Номер разбиения	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Δ^k	37274,2	29796,1	26050,5	18797,5	18110,6	11775,9	16836,9	12045,4	20548,6	18532,9	26112,0	25940,0	30994,2	34190,3	37460,3	38940,3

Таблица 3.35 – Первое разбиение объектов

Порядковый номер i	Признак x	Параметр y	Композиция алгоритмов $a_0(x_i)$	Базовый алгоритм b_0	Вектор сдвигов s_1
Левая часть					
17	10,985	19,603	0,000	0,000	39,206
1	12,637	8,522	0,000	0,000	17,044
16	100,543	64,581	0,000	0,000	129,162
2	102,056	32,790	0,000	0,000	65,580
15	181,543	121,652	0,000	0,000	243,304
3	182,892	65,085	0,000	0,000	130,17
Правая часть					
14	252,600	212,822	0,000	0,000	425,644
4	253,761	102,049	0,000	0,000	204,098
13	312,497	282,394	0,000	0,000	564,788
5	313,451	153,201	0,000	0,000	306,402
12	360,211	298,121	0,000	0,000	596,242
6	360,941	193,857	0,000	0,000	387,714
11	394,925	282,484	0,000	0,000	564,968
7	395,419	262,661	0,000	0,000	525,322
10	416,044	272,028	0,000	0,000	544,056
8	416,293	248,368	0,000	0,000	496,736
9	423,208	300,232	0,000	0,000	600,464

Граничное значение признака x , которое разбивает объекты на две группы, определяется как среднее арифметическое между признаками, соответствующими последнему значению параметра в левой части и первому значению в правой части. В рассматриваемом примере наибольшее значение параметра в левой части – это y_5 , а наименьшее в правой это y_6 . Граничное значение в этом случае равно:

$$x_{split}^1 = \frac{x_5 + x_6}{2} = \frac{182,892 + 252,600}{2} = 217,746$$

Для всех значений $x < x_{split}^1$ алгоритм будет возвращать среднее значение параметров, попавших в левую часть:

$$y_{left}^{-1} = \frac{y_{17} + y_1 + y_{16} + y_2 + y_{15} + y_3}{6} = 52,039$$

Для всех значений $x \geq x_{split}^1$ алгоритм будет возвращать среднее значение параметров, попавших в правую часть:

$$y_{right}^{-1} = \frac{y_{14} + y_4 + y_{13} + y_5 + y_{12} + y_6 + y_{11} + y_7 + y_{10} + y_8 + y_9}{11} = 237,111$$

Таким образом, получаем дерево решений, приведенное на рисунке 3.23, его глубина равна 2.

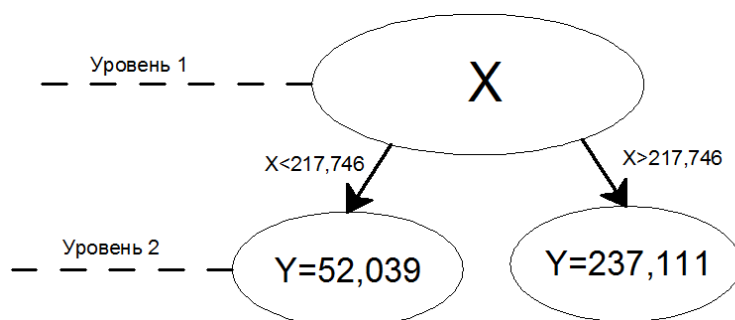


Рисунок 3.23 – Регрессионное дерево (глубина 2)

Полученный алгоритм позволяет получать для каждого признака x ответ в виде параметра y , ответы регрессионного дерева приведены в Таблице 3.36. На выходе алгоритм представляет собой кусочно-постоянную функцию, описывающую зависимость ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость \bar{G} от ППСИ на границе атмосферы \bar{G}_0 . Полученная функция представлена на Рисунке 3.24.

Таблица 3.36 – Ответы регрессионного дерева (глубина 2)

Дата	Время	ППСИ на границе атмосферы \bar{G}_0 (признак x), Вт/м ²	Измеренная ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость $\bar{G}_{изм}$ (параметр y), Вт/м ²	ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость $\bar{G}_{пр}$ (ответы дерева с глубиной 2) Вт/м ²
2017-01-15	09:30	12,637	8,522	52,03883
2017-01-15	10:00	102,056	32,790	52,03883
2017-01-15	10:30	182,892	65,085	52,03883
2017-01-15	11:00	253,761	102,049	237,1106
2017-01-15	11:30	313,451	153,201	237,1106
2017-01-15	12:00	360,941	193,857	237,1106
2017-01-15	12:30	395,419	262,661	237,1106
2017-01-15	13:00	416,293	248,368	237,1106
2017-01-15	13:30	423,208	300,232	237,1106
2017-01-15	14:00	416,044	272,028	237,1106
2017-01-15	14:30	394,925	282,484	237,1106
2017-01-15	15:00	360,211	298,121	237,1106
2017-01-15	15:30	312,497	282,394	237,1106
2017-01-15	16:00	252,600	212,822	237,1106
2017-01-15	16:30	181,543	121,652	52,03883
2017-01-15	17:00	100,543	64,581	52,03883
2017-01-15	17:30	10,985	19,603	52,03883

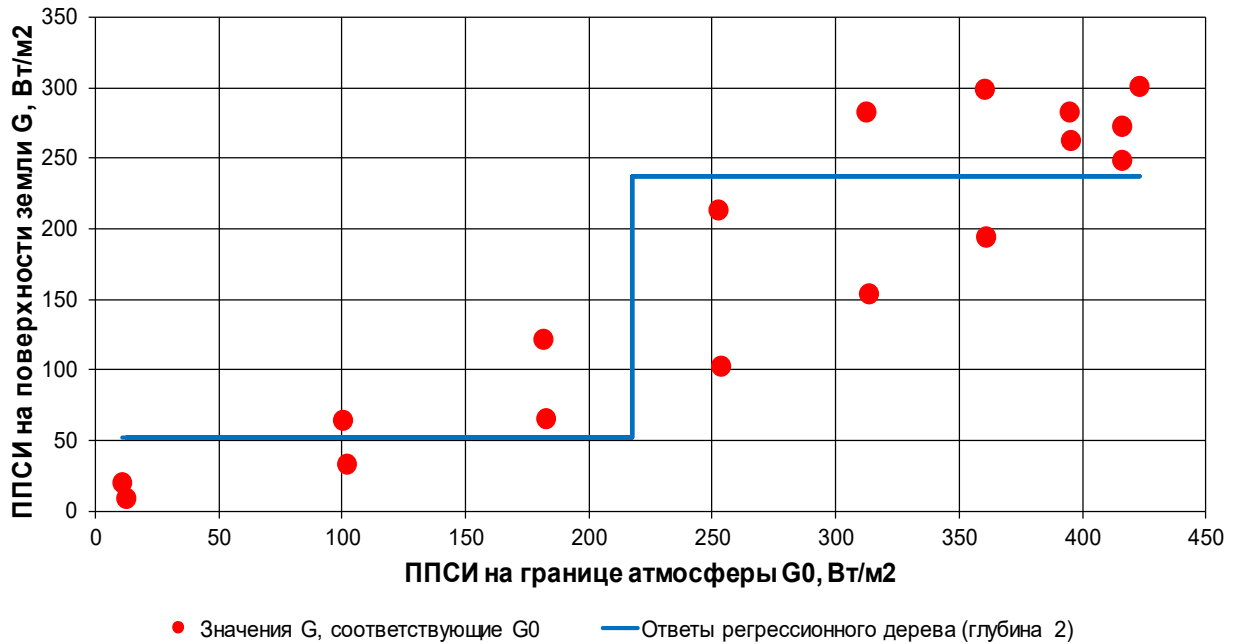


Рисунок 3.24 – Функция, восстанавливаемая регрессионным деревом (глубина 2)

Для того, чтобы добавить к дереву еще один уровень, необходимо снова разбить выборку, однако в этом случае будут разбиваться уже полученные ранее левые и правые части. Оптимальное разбиение выборок на втором уровне производится так же, как и для первого уровня. В результате получаем, что исходная выборка разбивается на четыре части, как показано в Таблице 3.37 и на Рисунке 3.25.

Таблица 3.37 – Второе и третье разбиение объектов

Порядковый номер i	Признак x	Параметр y	Композиция алгоритмов $a_0(x_i)$	Базовый алгоритм b_0	Вектор сдвигов s_1
Левая часть (2 уровень)					
Левая часть 1 (3 уровень)					
17	10,985	19,603	0,000	0,000	39,206
1	12,637	8,522	0,000	0,000	17,044
16	100,543	64,581	0,000	0,000	129,162
2	102,056	32,790	0,000	0,000	65,580
Правая часть 1 (3 уровень)					
15	181,543	121,652	0,000	0,000	243,304
3	182,892	65,085	0,000	0,000	130,17
Правая часть (2 уровень)					

Продолжение таблицы 3.37

Порядковый номер i	Признак x	Параметр y	Композиция алгоритмов $a_0(x_i)$	Базовый алгоритм b_0	Вектор сдвигов s_1
Левая часть 2 (3 уровень)					
14	252,600	212,822	0,000	0,000	425,644
4	253,761	102,049	0,000	0,000	204,098
Правая часть 2 (3 уровень)					
13	312,497	282,394	0,000	0,000	564,788
5	313,451	153,201	0,000	0,000	306,402
12	360,211	298,121	0,000	0,000	596,242
6	360,941	193,857	0,000	0,000	387,714
11	394,925	282,484	0,000	0,000	564,968
7	395,419	262,661	0,000	0,000	525,322
10	416,044	272,028	0,000	0,000	544,056
8	416,293	248,368	0,000	0,000	496,736
9	423,208	300,232	0,000	0,000	600,464

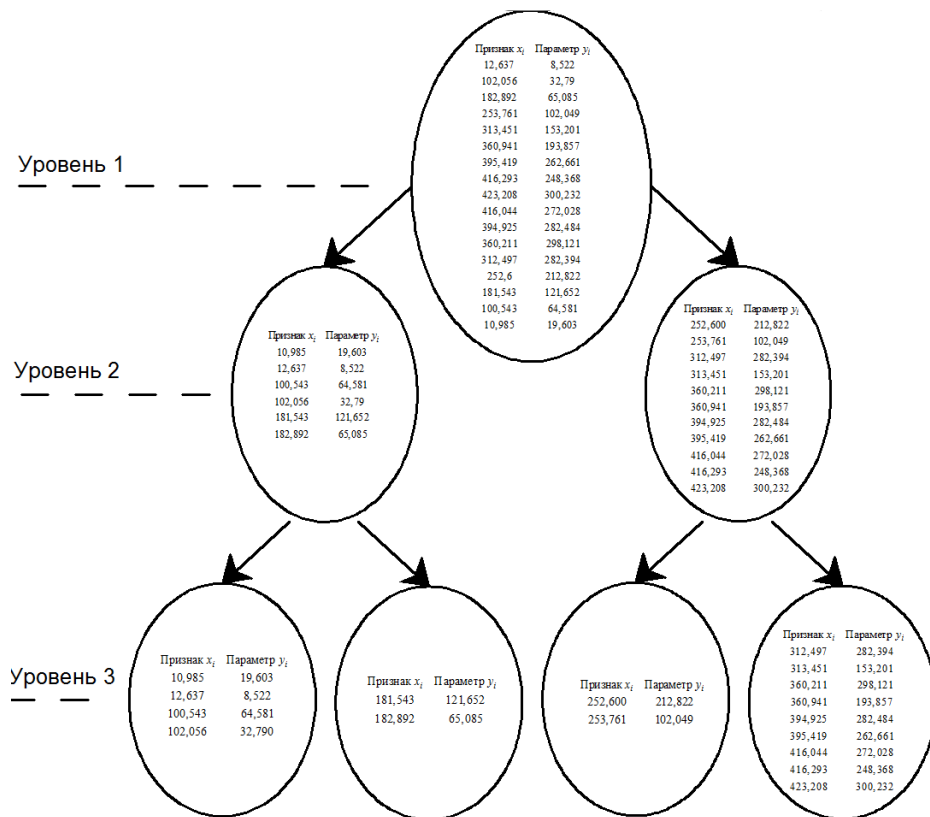


Рисунок 3.25 – Второе и третье разбиение объектов

Дерево решений с глубиной, равной 3, приведено на Рисунке 3.26.

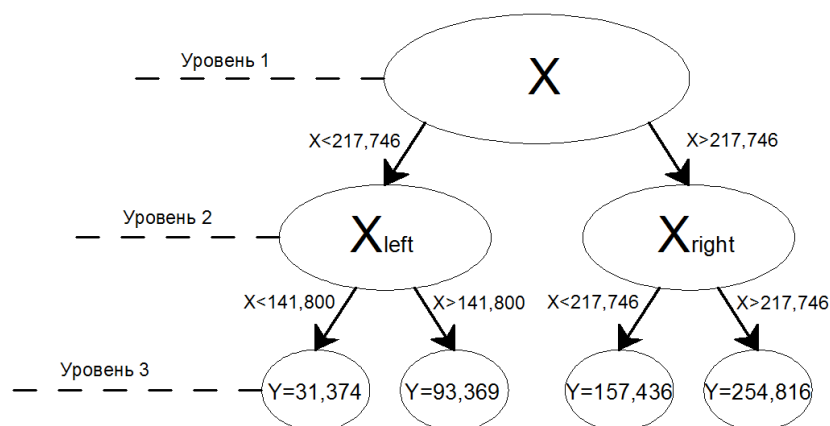


Рисунок 3.26 – Регрессионное дерево (глубина 3)

Кусочно-постоянная функция, которой является регрессионное дерево с глубиной 3, описывающая зависимость \bar{G} от \bar{G}_0 , представлена на Рисунке 3.27. В Таблице 3.38 сравниваются ответы от регрессионного дерева и измеренное ППСИ.

Таблица 3.38 – Ответы регрессионного дерева (глубина 3)

Дата	Время	ППСИ на границе атмосферы \bar{G}_0 (признак x), Вт/м ²	Измеренная ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость $\bar{G}_{изм}$ (параметр y), Вт/м ²	ППСИ у поверхности земли, падающего на горизонтальную плоскость $\bar{G}_{пр}$ (ответы дерева с глубиной 3) Вт/м ²
2017-01-15	09:30	12,637	8,522	31,374
2017-01-15	10:00	102,056	32,790	31,374
2017-01-15	10:30	182,892	65,085	93,3685
2017-01-15	11:00	253,761	102,049	157,4355
2017-01-15	11:30	313,451	153,201	254,8162
2017-01-15	12:00	360,941	193,857	254,8162
2017-01-15	12:30	395,419	262,661	254,8162
2017-01-15	13:00	416,293	248,368	254,8162
2017-01-15	13:30	423,208	300,232	254,8162
2017-01-15	14:00	416,044	272,028	254,8162
2017-01-15	14:30	394,925	282,484	254,8162
2017-01-15	15:00	360,211	298,121	254,8162
2017-01-15	15:30	312,497	282,394	254,8162
2017-01-15	16:00	252,600	212,822	157,4355
2017-01-15	16:30	181,543	121,652	93,3685
2017-01-15	17:00	100,543	64,581	31,374
2017-01-15	17:30	10,985	19,603	31,374

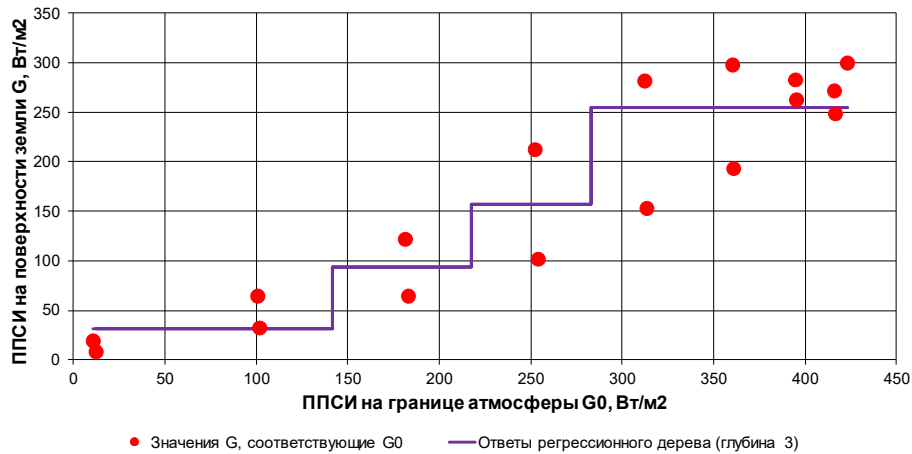


Рисунок 3.27 – Функция, восстанавливаемая регрессионным деревом (глубина 3)

Полученная кусочно-постоянная функция так же изображена на Рисунке 3.28.

Полученное регрессионное дерево $b_1(x)$ добавляется к композиции алгоритмов $a_0(x)$. Коэффициент длины шага принимаем $\eta = 0,1$. Тогда ответ $a_1(x_1)$ композиции для признака $a_1(x_1)$ будет равен:

$$a_1(x_1) = a_0(x_0) + \eta \cdot b_1(x_1) = 0 + 0,1 \cdot 31,374 = 3,137$$

Аналогичный расчет выполняется и для других признаков x_1 . На этом заканчивается расчет внутри первой итерации, его результат приведен в Таблице 3.39. Таблица 3.39 одновременно является и входными данными для второй итерации, которая выполняется по тому же алгоритму, что и первая. Критерием останова итерационного процесса является количество итераций.

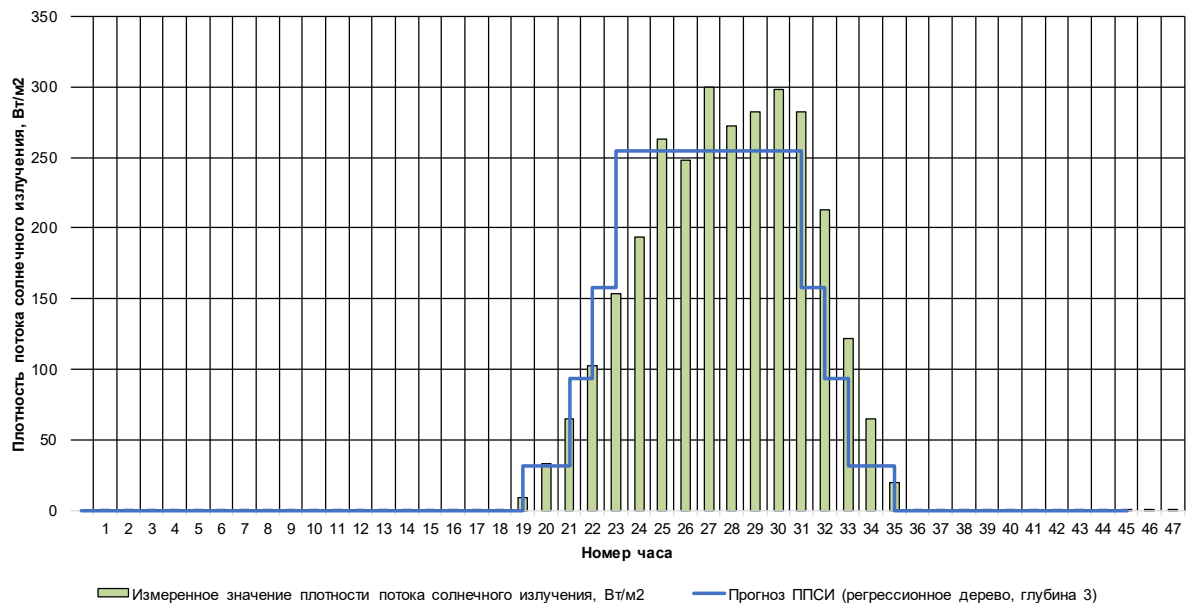


Рисунок 3.28 – Ответы регрессионного дерева (глубина 3)

Таблица 3.39 – Результаты первой итерации расчета

Порядковый номер i	Признак x	Параметр y	Композиция алгоритмов $a_1(x_i)$
17	10,985	19,603	3,137
1	12,637	8,522	3,137
16	100,543	64,581	9,337
2	102,056	32,790	15,744
15	181,543	121,652	25,482
3	182,892	65,085	25,482
14	252,600	212,822	25,482
4	253,761	102,049	25,482
13	312,497	282,394	25,482
5	313,451	153,201	25,482
12	360,211	298,121	25,482
6	360,941	193,857	25,482
11	394,925	282,484	25,482
7	395,419	262,661	15,744
10	416,044	272,028	9,337
8	416,293	248,368	3,137
9	423,208	300,232	3,137

Расчет оперативного прогноза и анализ результатов

Далее рассмотрена апробация и сравнение разработанных математических моделей краткосрочного и оперативного прогнозирования выработки электроэнергии ФЭС. С целью проведения детального анализа в данной работе представлены расчеты краткосрочных и оперативных прогнозов для периода 17.10.2018 – 21.10.2018 для существующей ФЭС с формированием обучающих выборок за период с 26.09.2017 г. по 05.02.2019 г.

В соответствии с предложенной методологией для повышения точности краткосрочного прогнозирования на каждый рассматриваемый день формируется выборка, отражающая характерные для рассматриваемого дня погодные условия. В составе данных, предоставляемых метеопровайдером, имеются: оценка облачности, %; температура воздуха, °С; относительная влажность, %; скорость ветра, м/с.

Ключевым параметром, влияющим на коэффициент прозрачности, и, как следствие, на прогноз выработки ФЭС является облачность. Таким образом, наиболее целесообразно кластеризовать исходный массив ретроспективных данных в соответствии с грациями облачности:

Ретроспектива включает в себя значения соответствующих признаков x_i и отклика y в заданном диапазоне фактической облачности.

Ретроспектива включает в себя значения соответствующих признаков x_i и отклика y для всего имеющегося диапазона.

Результаты оперативного прогноза для горизонта прогнозирования 1 час для всех трех способов обучения представлены в Таблице 3.40.

Как видно из таблицы, в случае обучения без истории, т.е. без использования данных текущих измерений, алгоритм позволяет определить зависимость между ППСИ на границе атмосферы \bar{G}_0 и ППСИ \bar{G} , падающего на горизонтальную поверхность без учета метеофакторов. При таком способе обучения, с физической точки зрения, будут учитываться лишь геометрические параметры излучения, а также свойства сезонности.

В случае обучения с историей, когда для прогнозирования использовались данные текущих измерений, алгоритм позволяет приближать значение прогноза \bar{G} к измеренным значениям $\bar{G}_{\text{изм}}$.

В случае обучения с историей и метеоданными, наблюдается снижение ошибки прогноза, даже несмотря на то, что для обучения алгоритма использовались метеоданные низкого качества.

В Таблице 3.41 сведены усредненные параметры ошибки оперативного прогноза выработки ФЭС.

Таблица 3.40 – Оценка ошибки прогноза (шаг оперативного прогноза = 1 час, шаг краткосрочного прогноза = 24 часа)

Дата	Средняя облачность, о.е.	Модель	nMAE ОП, %	nMAE КСП, %
19.10.17	0,112	без истории и метеоданных	19,459	15,642
		с историей	9,875	
		с историей и метеоданными	8,954	
18.10.17	0,426	без истории и метеоданных	24,132	20,777
		с историей	10,631	
		с историей и метеоданными	9,653	
17.10.17	0,959	без истории и метеоданных	16,770	13,352
		с историей	3,682	
		с историей и метеоданными	3,152	

Таблица 3.41 – Сводные параметры ошибки оперативного прогноза

Период	Тип входных данных		
	Без истории	С историей	С историей и метеоданными
	nMAE, %	nMAE, %	nMAE, %
26.09.17 – 05.02.19	23,561	12,362	11,263

Основной фактор, влияющий на ошибку прогноза – удаленность горизонта прогнозирования. На Рисунке 3.29 приведена зависимость nMAE, % от величины горизонта прогнозирования. Из графика видно, что, по мере приближения горизонта прогнозирования к «текущему» времени ошибка прогноза снижается, поскольку текущие измерения оказываются более информативными (лучше описывают прогнозируемую величину).

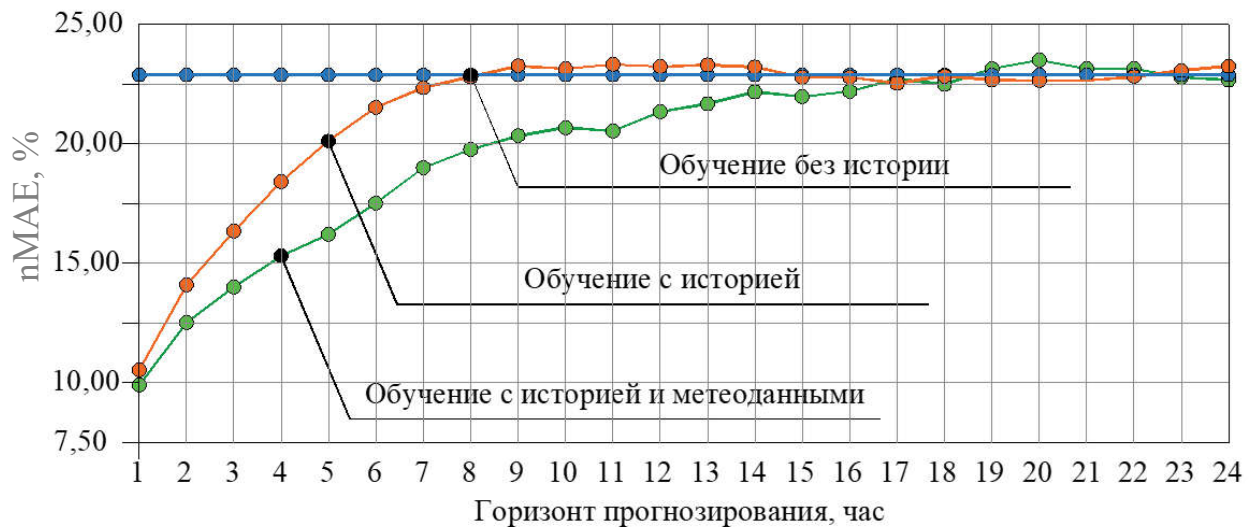


Рисунок 3.29 – Зависимость nMAE от горизонта прогнозирования

Приведенный выше рисунок позволяет судить об информативности используемых для прогнозирования данных с разным интервалом упреждения. Так, для задач прогнозирования на час вперед наиболее информативным признаком является текущее измерение ППСИ. При прогнозировании на 2-15 часов вперед снижение ошибки обусловлено использованием метеоданных. Если горизонт планирования больше 15 часов, ошибка для всех трех рассмотренных моделей является эквивалентной, что говорит о целесообразности использования математического аппарата, предложенного в рамках решения задачи краткосрочного прогнозирования.

Основные исходные данные необходимые для оценки выработки ФЭС представлены в Таблице 3.42. Результаты сравнения прогноза выработки ФЭС «на сутки вперед» и на час вперед с фактической выработкой рассматриваемой ФЭС приведены на Рисунке 3.30 и в Таблице 3.43.

Таблица 3.42 – Исходные данные для расчета выработки ФЭС

Параметр		Обозн.	Ед. изм.	Значение
Количество ФЭП		$n_{\text{ФЭП}}$	[шт.]	99 905
Паспорт ФЭП	Номинальная мощность ФЭП	$Y_{\text{ФЭП}}$	[кВт]	0,255
	КПД ФЭП	η	[о.е.]	0,15
	Температурный коэффициент	α_P	[о.е./ $^{\circ}\text{C}$]	-0,40
	Коэффициент снижения КПД ФЭП	$f_{\text{ФЭП}}$	[о.е.]	0,975
Паспорт инверторов	Номинальная мощность, АС	P_{AC_0}	[кВт]	680
	Номинальная мощность, DC	P_{DC_0}	[кВт]	782
	Максимальный КПД	k_e	[%]	98,9
	Количество инверторов	n	[шт.]	32

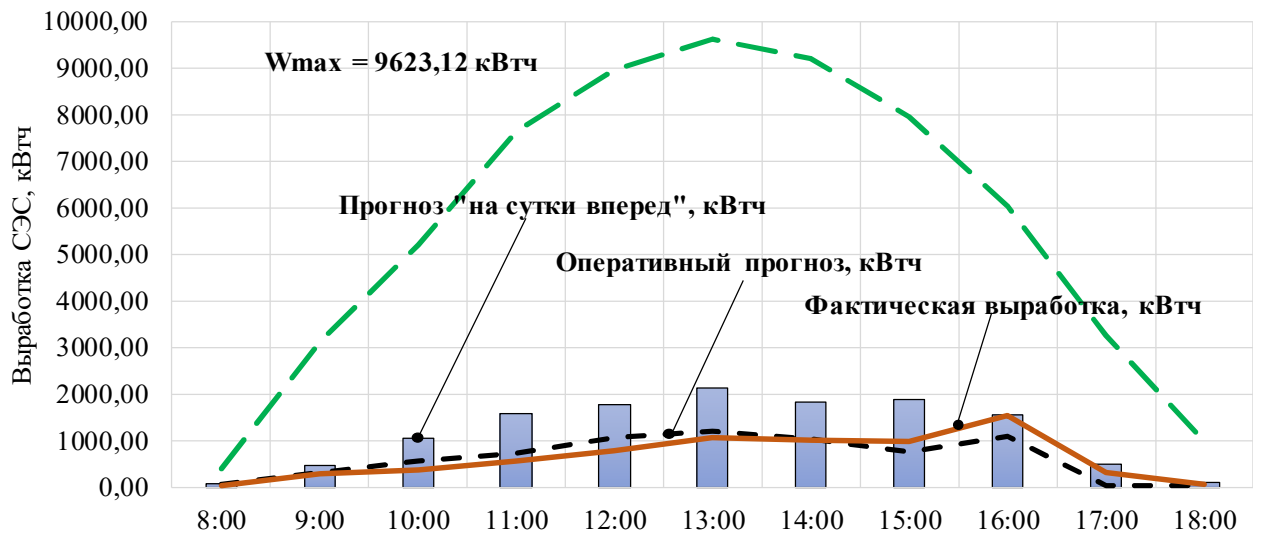


Рисунок 3.30 – Результаты прогнозирования выработки ФЭС, 17.10.17

Таблица 3.43 – Результаты прогнозирования выработки ФЭС, 17.10.17

Час (Дата 17.10.17)										
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Прогноз выработки ФЭС "на сутки вперед", кВт·ч										
61,10	470,1	1053,4	1577,8	1778,8	2129,0	1826,4	1879,0	1541,6	501,2	91,2
Оперативный прогноз выработки ФЭС, кВт·ч, H=1 час										
67,6	321,9	549,6	723,5	1048,4	1199,9	1023,5	741,4	1083,1	38,0	20,3
Выработка ФЭС по данным АСКУЭ, кВт·ч										
42,0	283,0	352,8	562,8	785,4	1056,7	994,5	988,6	1536,3	303,2	66,3
Нормализованная ошибка, прогноз "на сутки вперед", %										
4,87	5,98	15,83	13,30	11,10	10,82	9,03	11,21	0,09	6,46	2,55
Нормализованная ошибка, оперативный прогноз, %										
6,55	1,24	4,45	2,11	2,94	1,45	0,32	-3,11	-7,28	-8,66	-4,71

Выводы по главе 3

На сегодняшний день мощность генерирующих объектов, функционирующих на базе ВИЭ, полностью учитывается в составе резервов третичного регулирования. При этом в период до 2024 планируется кратное увеличение генерирующих объектов ВИЭ, что, в случае отсутствия инструментов краткосрочного прогнозирования, приведет к кратному увеличению резервов мощности, размещаемых на тепловых электрических станциях, а, следовательно, к их неэффективному использованию.

Представленная модель прогнозирования выработки ФЭС на интервалах упреждения 24 часа и более создана для использования в задачах краткосрочного планирования режимов работы ЭЭС, в том числе в задачах выбора состава включенного генерирующего оборудования, планирования резервов мощности на тепловых электрических станциях.

Задача краткосрочного прогнозирования выработки ФЭС решена на основе метода множественной регрессии. В качестве исходной информации для расчета прогноза используется: метеорологический прогноз на указанный период упреждения, параметры СВМ электрической станции и электротехнические параметры основного генерирующего оборудования.

Двухэтапная структура системы краткосрочного прогнозирования выработки электрической энергии на ФЭС обеспечивает эксплуатационную гибкость за счет возможности раздельного учета метеорологических и технологических факторов. К примеру, отдельный блок расчета выработки электрической энергии на ФЭС учитывает структуры основного генерирующего оборудования, позволяя в динамике оценивать эксплуатационное состояние электротехнического оборудования и учитывать данную информацию при расчете прогноза.

В работе показано, что наиболее значимым метеорологическим фактором является облачность. Другие параметры, такие как влажность, температура воздуха учитываются в модели на этапе расчета выработки электрической энергии фотоэлектрическими модулями.

Одним из достоинств предлагаемого решения задачи краткосрочного прогнозирования выработки ФЭС является дополнительный расчет астрономических и геометрических параметров солнечного излучения для идеальных атмосферных условий, что позволяет интерпретировать задачу

прогнозирования как оценку коэффициента снижения мощности ФЭС – коэффициента прозрачности.

Наибольшим источником погрешности в задаче прогнозирования выработки ФЭС является прогноз метеорологических данных. Повышение точности прогноза в задаче краткосрочного прогнозирования достигается за счет кластеризации исходной базы данных по зонам суток, для которых рассчитывается краткосрочный прогноз. Кроме этого, ошибка прогнозирования может быть уменьшена за счет учета дополнительных факторов, характеризующих нестандартные погодные условия. В случае решения задачи внутрисуточной коррекции прогноза выработки ФЭС появляется дополнительный информативный параметр – ближайшая ретроспектива измерений плотности потока солнечного излучения на ФЭС, что может быть использовано в алгоритме прогнозирования.

Использование традиционных методов решения задачи регрессии для оперативного прогнозирования выработки ФЭС не представляется возможным, поскольку в случае наличия разномасштабных данных – текущей и ретроспективной информации, не удастся восстановить зависимость между ППСИ и данными измерений, т.е. переменными, позволяющими описать эту зависимость.

Указанная задача решена с использованием метода градиентного бустинга над деревьями решений. Данный метод принадлежит к разделу методов машинного обучения и позволяет повысить точности прогноза за счет использования большой композиции простых алгоритмов, каждый из которых исправляет ошибку предыдущего.

В ходе исследования было рассмотрены три базовых сценария – обучения без истории (построение прогноза при полном отсутствии метеорологических данных), обучение с историей, построение прогноза с историей и метеоданными (построение прогноза при использовании данных метеопрогноза и ретроспективы измерений). Важным результатом работы является определение интервалов эффективности использования метеорологических факторов и ретроспективных измерений. Было получено, что использование ретроспективных измерений позволяет снизить ошибку прогнозирования на интервалах упреждения до 6 часов, метеорологической информации – до 12 часов.

4 ВЛИЯНИЕ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

4.1 Постановка задачи

В данной главе представлена оценка влияния точности прогнозирования выработки ФЭС на объем резервов активной мощности, которые необходимо определять при краткосрочном планировании режимов энергосистем [174].

Согласно СТО 59012820.27.010.001-2018 «Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании» [175], нормативный объем резервов вторичного регулирования на загрузку равен наибольшему значению из:

- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования;

- нерегулярных отклонений активной мощности (по сути, ошибки прогноза нагрузки) и динамической погрешности регулирования баланса мощности (инерционность работы АРЧМ).

Расчет нерегулярных отклонений активной мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности выполняется для каждой области регулирования по формуле:

$$P_R = k\sqrt{P_H}, \quad (4.1)$$

где P_H - активная мощность потребления, МВт; k - коэффициент, зависящий от скорости изменения потребления активной мощности в области регулирования.

Значение коэффициента k принимается равным 6 - в часы переменной части графика нагрузки (диспетчерские интервалы, на которых скорость изменения потребления в области регулирования составляет более 3 % от P_H в час) 3 в остальные часы суток.

Анализируя метод расчета резерва вторичного регулирования на загрузку, можно сделать вывод, что в случае отключения генерирующего оборудования при наличии ошибки в прогнозе нагрузки, которая фактически неизбежна, объема резерва вторичного регулирования будет недостаточно для того, чтобы компенсировать суммарный небаланс. Часть небаланса будет

покрываться резервами третичного регулирования.

Нормативный объем резерва третичного регулирования на загрузку определяется исходя из следующих факторов:

- объема резерва на загрузку, необходимого для восстановления объема резерва вторичного регулирования;

- статистической величины погрешности прогнозирования потребления активной мощности (0,5–2,5 % от прогнозируемой мощности потребления в области регулирования);

- расчетного небаланса мощности, связанного с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования, следующего за отключением, учтенным при формировании резерва вторичного регулирования (второй по величине установленной мощности энергоблок).

Анализируя метод расчета резерва третичного регулирования на загрузку, можно сделать вывод, что все ошибки прогноза нагрузки компенсируются резервами третичного регулирования. При этом, величиной статистической погрешности прогнозирования потребления активной мощности может быть косвенно учтена и ошибка прогнозирования генерации ФЭС.

4.2 Модель оценки рисков возникновения небаланса мощности

Для более точной и корректной оценки резервов третичного регулирования (про вторичное надо узнать, почему в нем не учитываются ошибки прогноза нагрузки) можно предложить следующую модель.

Если не учитывать ограничения пропускной способности элементов сети и потери мощности в сети, а также перетоки мощности с соседними энергосистемами, уравнение баланса мощности для энергосистемы, в состав которой входят ФЭС, может быть представлено выражением:

$$P_n(t) = P_{тр}(t) + P_{сэс}(t), \quad (4.2)$$

где $P_n(t)$ – мощность нагрузки энергосистемы в момент времени t ; $P_{тр}(t)$ – мощность электростанций на базе традиционных источников топлива в момент времени t ; $P_{сэс}(t)$ – мощность ФЭС в момент времени t .

Все составляющие выражения (4.2) в момент времени t могут характеризоваться фактическими значениями величин, прогнозными

значениями величин, а также ошибками прогнозных величин относительно фактических.

Величины мощности нагрузки и мощности генерации ФЭС рассматриваются как непрерывные случайные величины. Мощность электростанций, использующих традиционные источники энергии, рассматривается как дискретная случайная величина:

$$\begin{aligned} P_{\text{н}}^{\phi}(t) &= P_{\text{н}}^{\text{п}}(t) + \varepsilon_{\text{н}}(t) \\ P_{\text{тр}}^{\phi}(t) &= P_{\text{тр}}^{\text{п}}(t) - \varepsilon_{\text{тр}}(t) \text{ при } \varepsilon_{\text{тр}}(t) > 0, \\ P_{\text{сэс}}^{\phi}(t) &= P_{\text{сэс}}^{\text{п}}(t) + \varepsilon_{\text{сэс}}(t) \end{aligned} \quad (4.3)$$

где $P_{\text{н}}^{\phi}(t)$ – фактическое значение мощности нагрузки энергосистемы в момент времени t ; $P_{\text{н}}^{\text{п}}(t)$ – прогнозное значение мощности нагрузки энергосистемы в момент времени t ; $\varepsilon_{\text{н}}(t)$ – ошибка прогноза мощности нагрузки энергосистемы в момент времени t , может принимать как положительные, так и отрицательные значения; $P_{\text{тр}}^{\phi}(t)$ – фактическое значение мощности электростанций, использующих традиционные источники энергии, в момент времени t ; $P_{\text{тр}}^{\text{п}}(t)$ – значение плановой мощности электростанций, использующих традиционные источники энергии, в момент времени t ; $\varepsilon_{\text{тр}}(t)$ – ошибка в определении плановой мощности электростанций, использующих традиционные источники энергии, в момент времени t , связанная с отключением генерирующего оборудования с наибольшей рабочей мощностью в области регулирования, может принимать только положительные значения; $P_{\text{сэс}}^{\phi}(t)$ – фактическое значение мощности ФЭС в момент времени t ; $P_{\text{н}}^{\text{п}}(t)$ – прогнозное значение мощности ФЭС в момент времени t ; $\varepsilon_{\text{сэс}}(t)$ – ошибка прогноза мощности ФЭС в момент времени t , может принимать как положительные, так и отрицательные значения.

Вероятность возникновения события, соответствующего тому, что мощность нагрузки в момент времени t будет превышать мощность генерации, можно назвать риском и обозначить $R(t)$. Величину $R(t)$ можно представить выражением:

$$R(t) = \mathbb{P}(P_{\text{н}}^{\phi}(t) > P_{\text{тр}}^{\phi}(t) + P_{\text{сэс}}^{\phi}(t)) \quad (4.4)$$

где $R(t)$ – риск того, что мощность нагрузки будет превышать суммарную мощность генерации в момент времени t .

Учитывая выражение (85), можно записать

$$\begin{aligned} R(t) &= \mathbb{P}(P_H^n(t) + \varepsilon_H(t) > P_{TP}^n(t) - \varepsilon_{TP}(t) + P_{cэс}^n(t) + \varepsilon_{cэс}(t)) = \\ &= \mathbb{P}(P_H^n(t) - P_{TP}^n(t) - P_{cэс}^n(t) + \varepsilon_H(t) + \varepsilon_{TP}(t) - \varepsilon_{cэс}(t) > 0) \end{aligned} \quad (4.5)$$

Поскольку из уравнения баланса мощности следует, что $P_H^n(t) - P_{TP}^n(t) - P_{cэс}^n(t) = 0$, получаем выражение для риска превышения мощностью нагрузки суммарную мощность генерации в момент времени t :

$$R(t) = \mathbb{P}(\varepsilon_H(t) + \varepsilon_{TP}(t) - \varepsilon_{cэс}(t) > 0). \quad (4.6)$$

В случае наличия в энергосистеме резервов мощности, величина риска снижается, поскольку суммарная ошибка $\varepsilon(t) = \varepsilon_H(t) + \varepsilon_{TP}(t) - \varepsilon_{cэс}(t)$, должна превосходить объем нормативного резерва. При этом величина риска равна:

$$R_0(t) = \mathbb{P}(\varepsilon_H(t) + \varepsilon_{TP}(t) - \varepsilon_{cэс}(t) \geq P_R), \quad (4.7)$$

где $R_0(t)$ – риск того, что мощность нагрузки будет превышать суммарную мощность генерации в момент времени t при наличии в энергосистеме резерва мощности P_R ; P_R – объем нормативного резерва мощности.

Используя свойство вероятности $\mathbb{P}(X \geq x) = 1 - F_X(x)$, получаем:

$$R_0(t) = 1 - F_E(P_R), \quad (4.8)$$

где $F_E(\varepsilon)$ – функция распределения суммарной ошибки ε .

Для определения функции распределения суммарной ошибки F_E необходимо знать функции распределения составляющих ее ошибок.

Для ошибки прогноза мощности нагрузки энергосистемы ε_H можно выдвинуть гипотезу о нормальном распределении ошибок (это распределение будет зависеть от метода прогнозирования и от того, на сколько часов вперед выполняется прогноз).

Для определения закона распределения ошибки прогноза мощности ФЭС $\varepsilon_{cэс}$ были построены эмпирическая функция распределения и эмпирическая плотность распределения ошибок по данным 23 651 наблюдений, которые представляют собой разницу фактических значений и прогнозов выдаваемой мощности ФЭС. Функция распределения представлена на Рисунке 4.1, плотность вероятности распределения представлена на Рисунке 4.2.

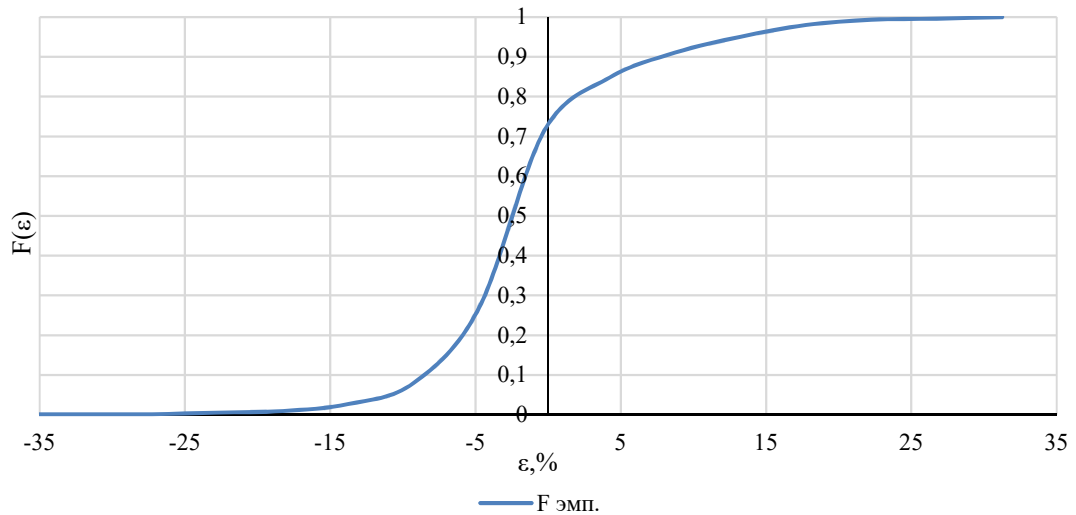


Рисунок 4.1 – Функция распределения величины $\varepsilon_{\text{сэс}}$

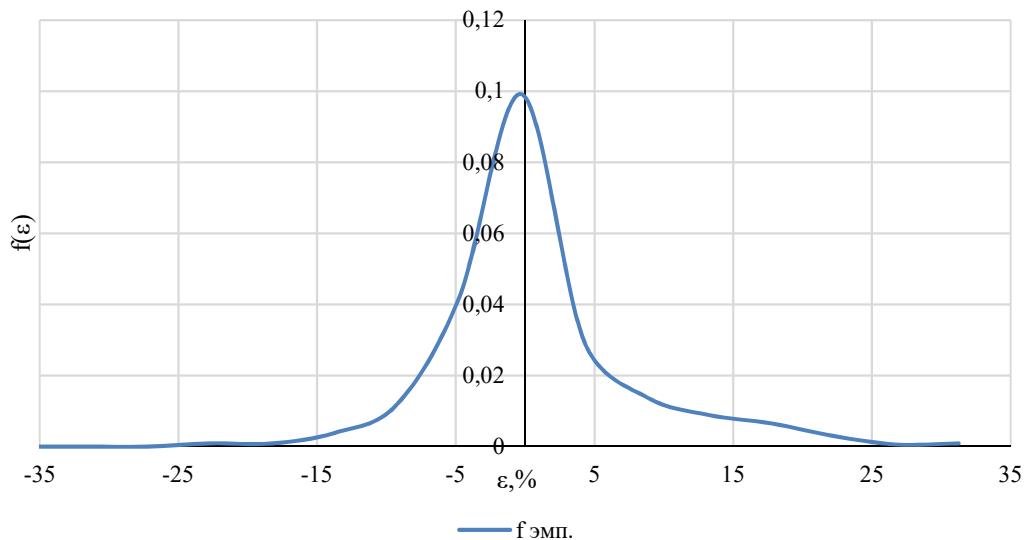


Рисунок 4.2 – Плотность вероятности распределения величины $\varepsilon_{\text{сэс}}$

В качестве теоретических распределений, позволяющих получить аналитическое описание полученного эмпирического распределения, были рассмотрены нормальное распределение, распределение Лапласа, распределение Джонсона.

Функция плотности вероятности нормального распределения:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad (4.9)$$

где σ и μ – параметры распределения.

При оценке параметров распределения были получены значения $\sigma = 4,03$ и $\mu = 0$. Сравнение функции нормального распределения и

эмпирической функции распределения представлено на рисунке 4.3. Сравнение плотности вероятности нормального и эмпирического распределения представлено на рисунке 4.4.

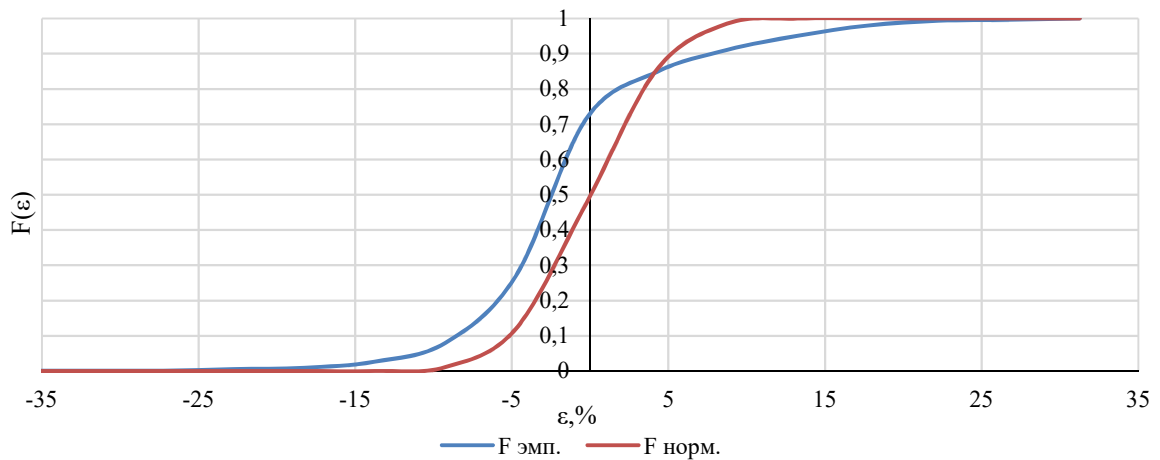


Рисунок 4.3 – Сравнение функции нормального и эмпирического распределения

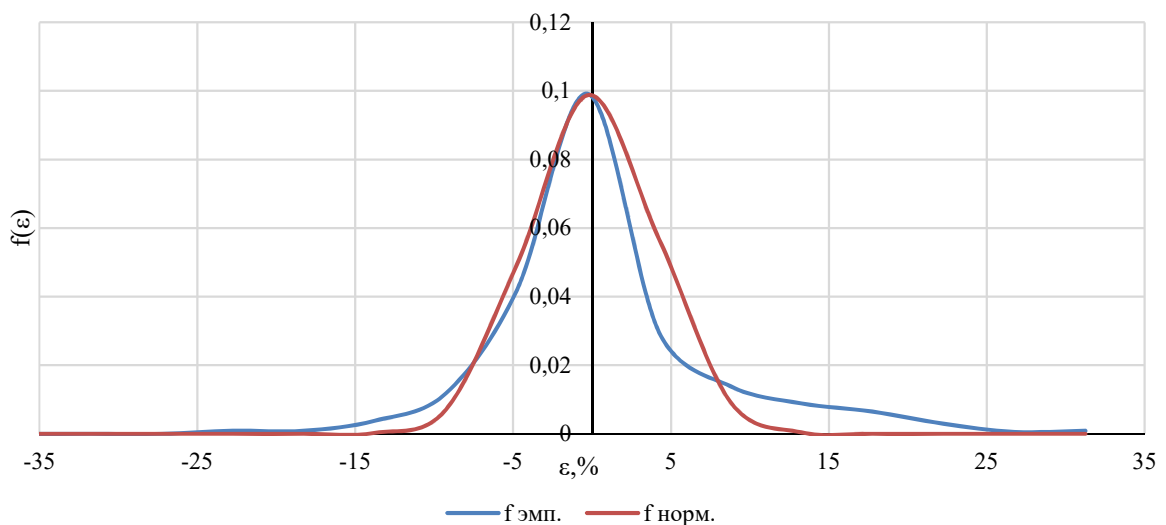


Рисунок 4.4 – Сравнение плотности вероятности нормального и эмпирического распределения

Функция плотности вероятности распределения Лапласа:

$$f(x) = \frac{\lambda}{2} e^{-\lambda|x-\beta|}, \quad (4.10)$$

где λ и β – параметры распределения.

При оценке параметров распределения были получены значения $\lambda = 0,209$ и $\beta = 0$. Сравнение функции распределения Лапласа и эмпирической функции распределения представлено на Рисунке 4.5.

Сравнение плотности вероятности распределения Лапласа и эмпирического распределения представлено на Рисунке 4.6.

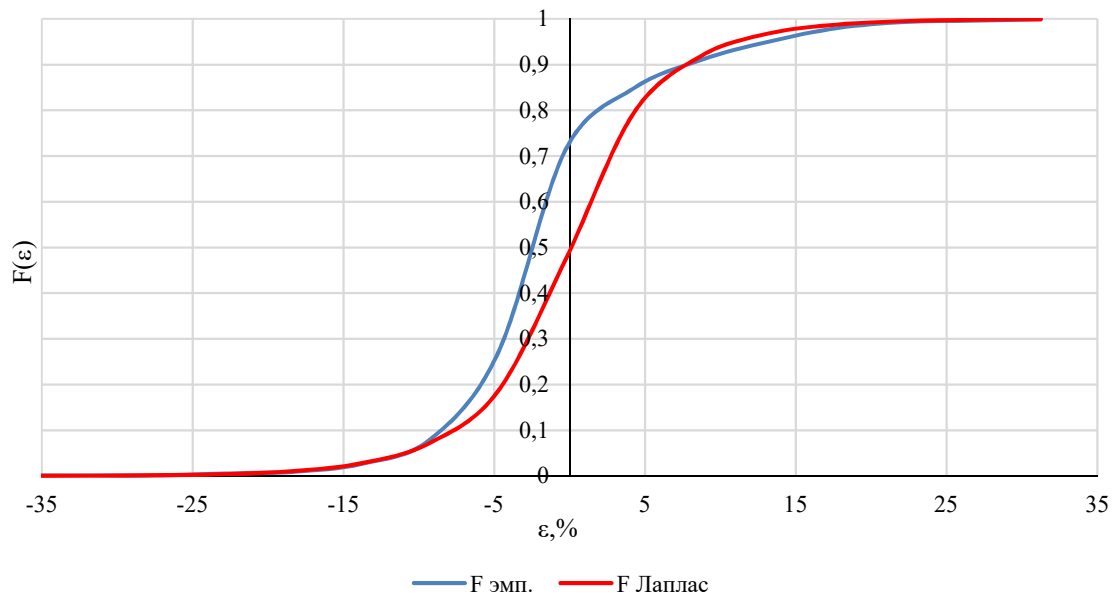


Рисунок 4.5 – Сравнение функции распределения Лапласа и эмпирического распределения

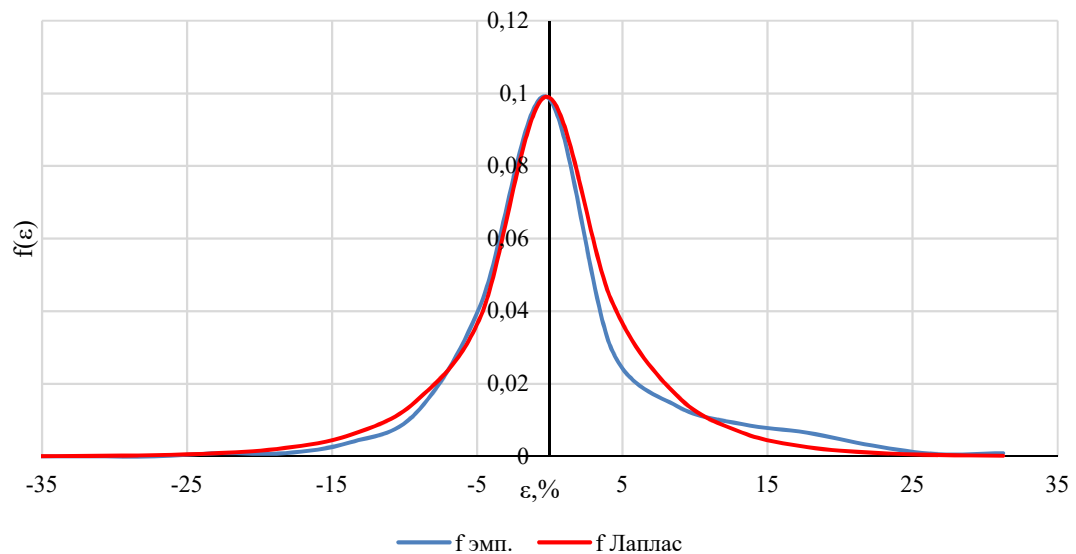


Рисунок 4.6 – Сравнение плотности вероятности распределения Лапласа и эмпирического распределения

Функция плотности вероятности распределения Джонсона:

$$f(x) = \frac{\delta}{\lambda\sqrt{2\pi}} \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{x-\xi}{\lambda}\right)^2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\gamma + \delta \sinh^{-1}\left(\frac{x-\xi}{\lambda}\right)\right)^2}, \quad (4.11)$$

где δ , λ , γ и ξ – параметры распределения.

При оценке параметров распределения были получены значения $\delta = 0,725$, $\lambda = 2,890$, $\gamma = 0,163$ и $\xi = 0$. Сравнение функции распределения Джонсона и эмпирической функции распределения представлено на рисунке 4.7. Сравнение плотности вероятности распределения Джонсона и эмпирического распределения представлено на Рисунке 4.8.

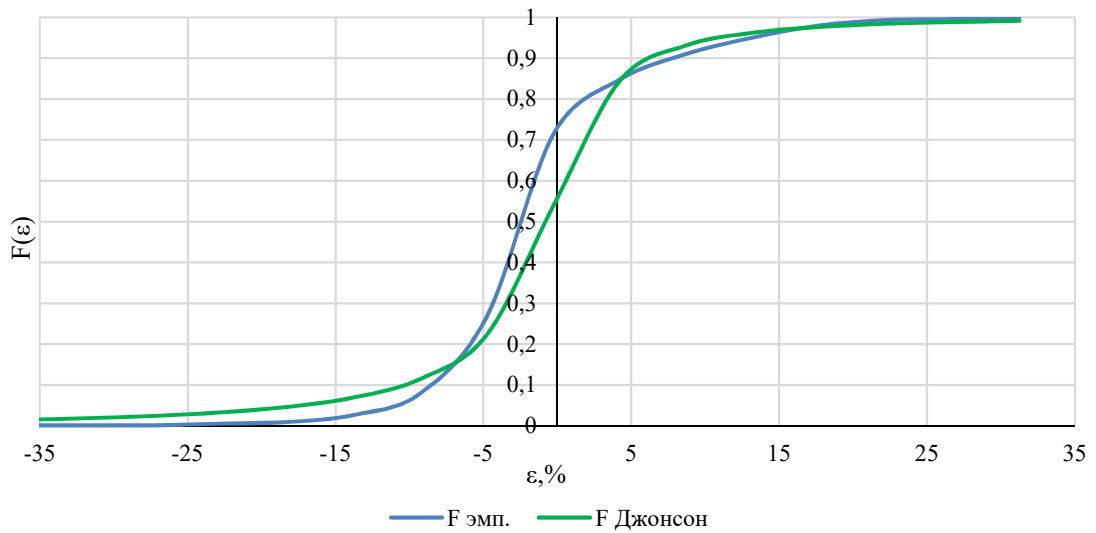


Рисунок 4.7 – Сравнение функции распределения Джонсона и эмпирического распределения

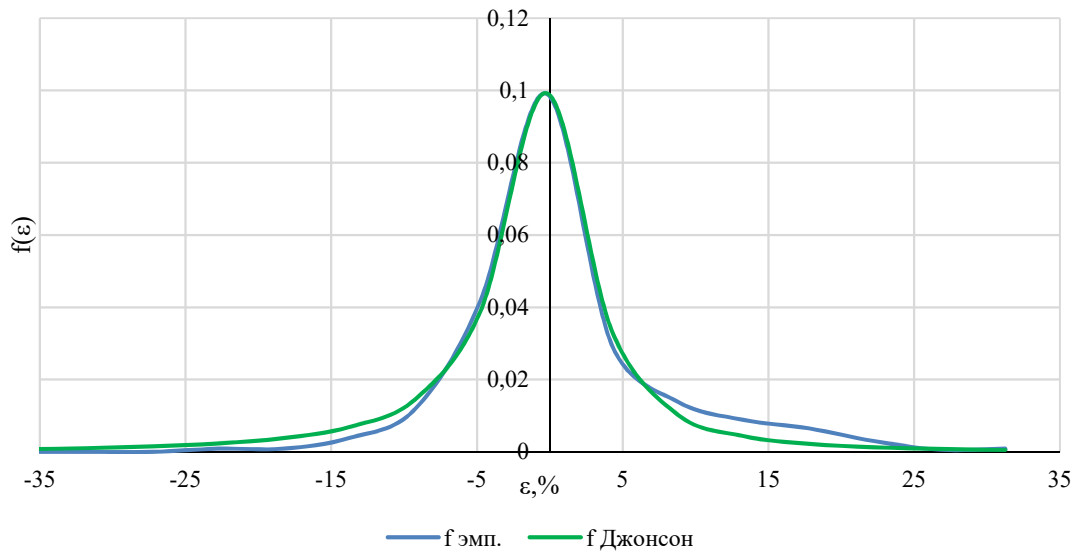


Рисунок 4.8 – Сравнение плотности вероятности распределения Джонсона и эмпирического распределения

Оценка близости рассмотренных теоретических распределений к эмпирическому позволяет судить о том, что распределение Джонсона обеспечивает наиболее точное описание поведения процесса.

Получив функции распределения для всех составляющих суммарной ошибки, то есть для ε_n , $\varepsilon_{тр}$ и $\varepsilon_{сэс}$, можно определить результирующее распределение суммарной ошибки $F_E(\varepsilon)$. Для этого можно воспользоваться вероятностно-статистическим методом математического моделирования (методом Монте-Карло).

В каждом из статистических испытаний генерируются случайные величины ε_n , $\varepsilon_{сэс}$, прогнозного значения нагрузки энергосистемы $P_n^п$ (нормальное распределение) и располагаемой мощности энергосистемы $G_{расп}$ (биномиальное распределение).

Внутри каждого из статистических испытаний выполняется оптимизация распределения прогнозного значения нагрузки энергосистемы $P_n^п$ между генераторами, работающими в плановом режиме [176]. Суммарная мощность этих генераторов равна $P_{тр}^п$. В случае отсутствия ремонтов величина $P_{тр}^п$ равна суммарной установленной мощности генераторов энергосистемы.

В качестве минимизируемой функции принимаются суммарные (по всем узлам энергосистемы) затраты на производство электроэнергии:

$$F = \sum_{i=1}^n (a_{G,i} P_i + b_{G,i} P_i^2) \rightarrow \min, \quad (4.12)$$

где n – количество энергоблоков энергосистемы; P_i – мощность загрузки i -го блока энергосистемы; $a_{G,i}$, $b_{G,i}$ – коэффициенты квадратичной функции затрат на производство электроэнергии i -го блока.

Система ограничений оптимизационной процедуры представлена балансом мощности энергосистеме:

$$\sum_{i=1}^n P_i - P_n^п = 0 \quad (4.13)$$

Для частного случая, когда коэффициенты квадратичной функции затрат на производство электроэнергии и мощности блоков равны, нагрузка распределяется равномерно между всеми блоками.

Величина $\varepsilon_{\text{тр}}$ будет представлять собой суммарную мощность загрузки блоков P , которые оказались отключены в данном статистическом испытании в результате снижения располагаемой мощности энергосистемы $G_{\text{расп}}$ по сравнению с плановой мощностью $P_{\text{тр}}^{\text{п}}$.

На Рисунке 4.9 представлена качественная оценка зависимости риска с учетом отключения блоков для $\varepsilon(t) = \varepsilon_{\text{тр}}(t)$, с учетом отключения блоков и ошибок прогноза нагрузки $\varepsilon(t) = \varepsilon_{\text{н}}(t) + \varepsilon_{\text{тр}}(t)$ и с учетом отключения блоков, ошибок прогноза нагрузки и ошибок генерации ФЭС $\varepsilon(t) = \varepsilon_{\text{н}}(t) + \varepsilon_{\text{тр}}(t) - \varepsilon_{\text{гэс}}(t)$ от величины резерва.

На Рисунке 4.9 синяя кривая – зависимость $R_0(P_R) = 1 - F_E(\varepsilon_{\text{тр}})$. P_{R0} – объем резерва вторичного регулирования без учета статистической величины погрешности прогнозирования потребления активной мощности, то есть учитывающий только риск (вероятность того, что нагрузка превысит генерацию), связанный с отключением энергоблока. Риск, соответствующей величине P_{R0} , равен R_0 .

Для учета величины погрешности прогнозирования активной мощности нагрузки с учетом отключения блоков строится зависимость $R_0(P_R) = 1 - F_E(\varepsilon_{\text{н}} + \varepsilon_{\text{тр}})$ – красная кривая. Для обеспечения уровня риска, соответствующего R_0 , объем резервов мощности необходимо увеличить на $\Delta P_{R\text{н}}$.

Для учета величины погрешности прогнозирования выработки активной мощности ФЭС, погрешности прогнозирования активной мощности нагрузки с учетом отключения блоков строится зависимость $R_0(P_R) = 1 - F_E(\varepsilon_{\text{н}}(t) + \varepsilon_{\text{тр}}(t) - \varepsilon_{\text{гэс}}(t))$ – фиолетовая кривая. Для обеспечения уровня риска, соответствующего R_0 , объем резервов мощности необходимо увеличить на $\Delta P_{R\text{гэс}}$.

Моделирование риска нарушения баланса мощности ЭЭС выполнялось для ЭС с нагрузкой 1000 МВт (стандартное отклонение ошибки прогнозирования нагрузки принято равным $\sigma = 1\%$), включающей 10 энергоблоков тепловых электрических станций с одинаковой мощностью 100 МВт (вероятность независимого отказа одного блока $q=0,1$). Суммарная установленная мощность генерирующих объектов ФЭС принята равной 50

МВт. На Рисунке 4.9 представлено семейство кривых, определяющих риск возникновения дефицита в энергосистеме для трех сценарных условий:

- выход из строя генерации;
- выход из строя тепловой генерации и погрешность прогноза нагрузки;
- выхода из строя генерации, погрешности прогноза нагрузки,

погрешности прогноза выработки ФЭС.

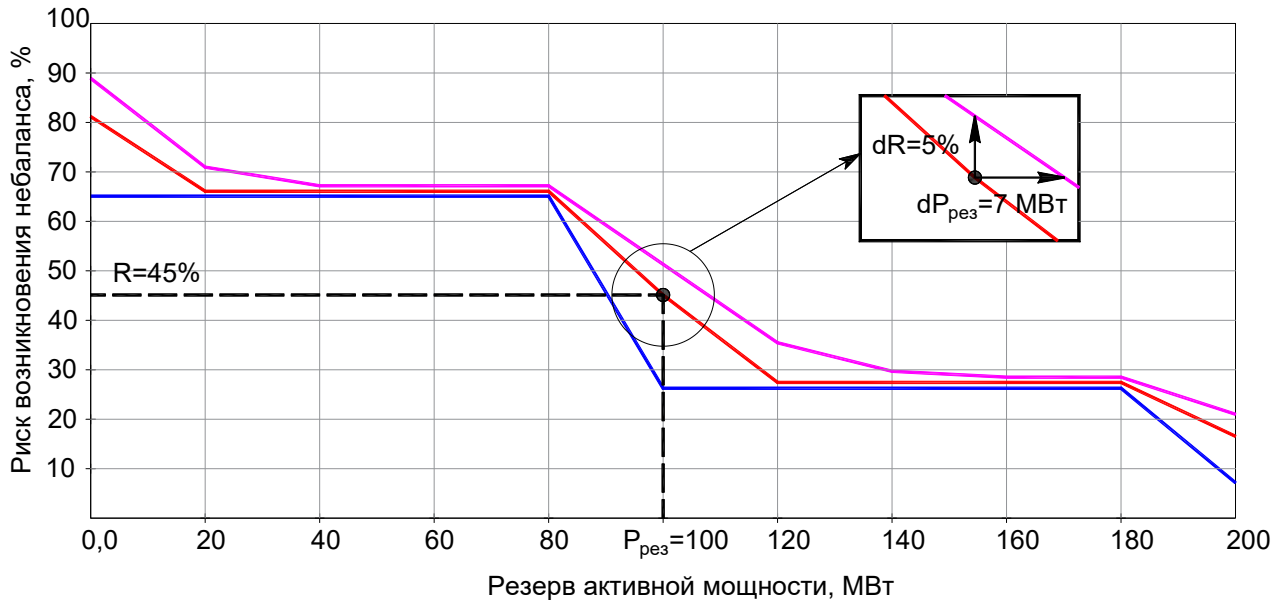


Рисунок 4.9 – Графическая интерпретация методики определения резервов мощности

Из Рисунка 4.9 видно, что кривые рисков возникновения дефицита мощности в ЭС имеют ступенчатую форму, что обусловлено дискретной природой биномиального распределения работоспособного состояния энергоблоков тепловых электрических станций. Зависимости будут принимать более сглаженный вид при учете состава генерирующих мощностей крупной ЭЭС.

В представленном примере внедрение объекта ФЭС приводит к необходимости увеличения резервов мощности не более чем на 7 МВт при увеличении риска возникновения небаланса на 5%. При этом, если следовать сложившейся отраслевой практике, резервы активной мощности могли быть увеличены на величину до 50 МВт. Данный вывод подчеркивает актуальность развития систем прогнозирования выработки генерации на базе ВИЭ.

Выводы по главе 4

В данной главе рассмотрена проблема обеспечения балансов мощности электроэнергетических систем с генерирующими объектами на базе ВИЭ. Предложена универсальная методика, построенная на основе оценки риска возникновения небаланса мощности, рассчитанного с учетом погрешности прогнозирования выработки генерирующих объектов на базе ВИЭ.

Показано, что существующие подходы по обеспечению резервов мощности электроэнергетических систем несостоятельны по отношению к генерации на базе ВИЭ при соответствующем развитии систем прогнозирования величины выдаваемой мощности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными результатами диссертационной работы являются:

1. Выполнен анализ подходов для энергообеспечения территорий в рамках реализации целевых показателей развития объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии и представлен обзор международных стандартов и нормативных документов, регламентирующих основные технические требования и системные ограничения при их подключении на параллельную работу с электроэнергетической системой.

2. Разработана многопараметрическая математическая модель оптимизации размещения объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии, основанная на картах технологического районирования региональной электроэнергетической системы и доказана ее эффективность на примере анализа энергосистемы Свердловской области.

3. Получено и обосновано решение задач краткосрочного прогнозирования генерации электрической энергии фотоэлектрической станцией «на сутки вперед» на основе модели множественной регрессии и оперативного прогнозирования на интервале упреждения до шести часов на основе метода градиентного бустинга над деревьями решений. Выполнена реализация разработанных методик в виде программного модуля на языке Python в ПО Jupyter и апробация разработанных моделей на Оренбургской ФЭС, показавшие достаточную для практической реализации точность прогнозов.

4. Сформирована модель исходных данных и методика кластеризации ретроспективной информации по метеорологическим данным и событиям для фотоэлектрической станции, позволяющие уменьшить средний модуль ошибки прогнозирования до величины 20% за счёт снижения дисперсии признаков.

5. Показана возможность получения оперативных прогнозов генерации электрической энергии фотоэлектрической станцией без применения дополнительных устройств мониторинга погодных условий со средним модулем ошибки 15%.

6. Выявлены, систематизированы и ранжированы основные факторы и критерии, влияющие на величину ошибок при формировании краткосрочных и оперативных прогнозов генерации электрической энергии, проведен анализ информативности признаков и степень их влияния на результат прогноза. Сформированы требования к структуре и составу исходных данных.

7. Разработана универсальная методика оценки величины необходимых резервов активной мощности в ЭЭС с увеличенной долей фотоэлектрических электростанций на базе фотоэлектрических преобразователей, основанная на оценке рисков возникновения небаланса активной мощности в ЭЭС.

8. Результаты работы были представлены и поддержаны НП «Научно-технический совет Единой энергетической системы», секцией «Распределенные источники энергии» в 2018 и 2019 гг.

9. Результаты диссертационной работы внедрены в программный комплекс интеллектуального учета электрической энергии «Энергосфера» ООО «Прософт – системы», апробированы на Оренбургской ФЭС (Оренбургская область, установленная мощность электростанции 20 МВт) и внедрены на реальной функционирующей солнечной электростанции «Заводская» (Астраханская область, установленная мощность 15 МВт). Средний модуль ошибки краткосрочного прогнозирования «на сутки вперед» на текущий момент составляет не более 15%. Собственники генерирующих объектов используют прогноз выработки электрической энергии для участия в конкурентных процедурах рынка электроэнергии и мощности, а также для планирования технического обслуживания основного генерирующего оборудования и полупроводниковых преобразователей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

БТ	–	Биотопливо
ВИЭ	–	Возобновляемые источники энергии
ВН	–	Высшее напряжение
ВЭС	–	Ветровая электрическая станция
ГА	–	Генетический алгоритм
ГРЭС	–	Государственная районная электрическая станция
ГЭС	–	Гидроэлектростанция
ДДТН	–	Длительно допустимая токовая нагрузка
ДПМ	–	Договор поставки мощности
КИУМ	–	коэффициент использования установленной мощности
КОМ	–	Конкурентный отбор мощности
КПД	–	Коэффициент полезного действия
ЛЭП	–	Линия электропередачи
МНК	–	Метод наименьших квадратов
НН	–	Низшее напряжение
НП «Совет рынка»	–	Некоммерческое партнерство «Совет рынка»
ОАО «МРСК Урала»	–	Открытое акционерное общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Урала»
ООО	–	Общество с ограниченной ответственностью
ОРЭМ	–	Оптовый рынок электроэнергии и мощности
ПАО «ФСК ЕЭС»	–	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
ППСИ	–	Плотность потока энергии солнечного излучения

ПС	–	Подстанция
СВМ	–	Схема выдачи мощности
СиПР ЕЭС	–	Схема и программа развития Единой энергетической системы России
СиПРЭ	–	Схема и программа развития электроэнергетики субъектов РФ
СН	–	Среднее напряжение
СШ, ВД	–	Северная широта, Восточная долгота
ТЭК	–	Топливо-энергетический комплекс
ТЭЦ	–	Теплоэлектроцентраль
УР	–	Установившийся режим
ФЭС	–	Фотоэлектрическая электростанция
ЦП	–	Центр питания
ЭЭС	–	Электроэнергетическая система
CAISO	–	Калифорнийский системный оператор
CIGRE	–	Международный Совет по большим электрическим системам
DPCA	–	Союз распределённой энергетики Америки
ENTSO-E	–	Европейская сеть системных операторов
EPRI	–	Институт энергетических исследований
IEA	–	Международное энергетическое агентство
IEEE	–	Институт инженеров электротехники и электроники
MPPT	–	Отслеживание точки максимальной мощности ВАХ солнечной панели

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Классификация и термины систем распределённой генерации / А. В. Паздерин, П. И. Бартоломей, В. В. Вяткин [и др.] // Научные труды IV международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» В 2 т. Т. 2. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ). – С. 346 – 350.
- 2 Анализ рынка строительства объектов малой генерации // Интернет-портал сообщества Топливо-энергетического комплекса / гл. ред. О. Никитин. – URL: <http://www.energyland.info/analitic-show-9588> (дата обращения: 20.02.2015).
- 3 Шафранник Ю. К. Концепция развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России / Ю. К. Шафранник, П. П. Безруких. – М.: Минтопэнерго РФ, 1994.
- 4 Стенников В. А. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция / В. А. Стенников, Н. И. Воропай // ИСЭМ СО РАН. Институт энергетической стратегии. – URL: http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf (дата обращения: 28.04.2016).
- 5 IEEE Standards Definition Database: IEEE Standards association. – URL: <http://dictionary.ieee.org/index> (дата обращения: 20.02.2015).
- 6 Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System / A. Achweer (Chair) [et al.] // CIGRÉ WG 37.23, CIGRE Publications, Final report, February 1999. – 50 p.
- 7 Distributed generation in liberalized electricity markets. Paris: OECD / Int. Energy Agency IEA, 2002. – 124 p.
- 8 Technical Assessment Guide / G. Booras [et al.] // Electric Power Research Institute (EPRI), TAG Technical Assessment Guide. – Vol. 5: Distributed resources, TR-113165-V5. – Nov., 1999. – 374 p.
- 9 Distributed generation: Distributed Power Coalition of America (DPCA). – офиц. сайт. – URL: <http://www.distributed-generation.com/distributedgeneration.html> (дата обращения: 20.02.2015).
- 10 CAISO Glossary of terms and acronyms: офиц. сайт. – California Independent System Operator (CAISO). – URL: <http://www.caiso.com/Pages/glossary.aspx> (дата обращения: 20.02.2015).

11 ENTSO-E Definitions and Acronyms: офиц. сайт. – European network of transmission system operators for electricity (ENTSO-E). – URL: <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx> (дата обращения: 20.02.2015).

12 Ackermann T. Distributed generation: a definition / T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder // *Electric Power Systems Research*. – 2001. – № 57. – P. 195–204.

13 Об электроэнергетике: федеральный закон № 35-ФЗ: принят Гос. Думой 21 февр. 2003 г.: одобрен Советом Федерации 12 марта 2003 г.: ред. от 29.12.2017. – Москва: Российская газета. – 2003. – №60.

14 О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии: Постановление Правительства Российской Федерации от 03.06.2008 г. № 426 / Российская Федерация. Правительство. – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

15 Definitions for Distributed Generation: a revision / A. Bayod Rujula, J. Mur Amada, J.L. Bernal-Agustín [et al.]. – University of Zaragoza, Spain, March, 2005.

16 Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. № 1715-р / Российская Федерация. Правительство. – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

17 Воропай Н.И., Клер А.М., Кононов Ю.Д., Санеев Б.Г., Сендеров С.М., Стенников В.А. Методические основы стратегического планирования развития энергетики // *Энергетическая политика*. №3. 2018. С.35-44.

18 Проблемы развития электроэнергетики, методы и механизмы их решения в рыночных условиях / Н. И. Воропай, Е. Ю. Иванова, В. В. Труфанов [и др.] // *Экономические проблемы энергетического комплекса : материалы семинара (Москва, 28 февр. 2006 г.)* / Ин-т народнохозяйственного прогнозирования. – Москва, 2007. – 114 с.

19 Модели оптимизации развития энергосистем: учеб. издание для электроэнергетических спец. вузов / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин; под ред. Д. А. Арзамасцева. – Москва: Высшая школа, 1987. – 272 с.

20 Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н. И. Воропай, С. В.

Подковальников, В. В. Труфанов [и др.] ; Отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015. – 448 с.

21 ICF Incorporated: офиц. сайт. – URL: <https://www.icf.com/technology/ipm/> (дата обращения: 10.02.2020).

22 The Low Emission Development Strategies Global Partnership (LEDS GP): офиц. сайт. – URL: http://ledsgp.org/resource/wien-automatic-system-planning-package/?loclang=en_gb/ дата обращения: 10.02.2020).

23 Composite Power System Expansion Planning Considering Outage Cost / J. Choi, T. Tran, T. D. Mount [et al.] // 2007 IEEE PES General Meeting (Tampa, Florida, USA, 24–28 June 2007). – P. 301–305.

24 Jirutitijaroen P. Stochastic Programming Approach for Unit Availability Consideration in Multi-Area Generation Expansion Planning / P. Jirutitijaroen, Ch. Singh // 2007 IEEE PES General Meeting (Tampa, Florida, USA, 24–28 June 2007). – P. 301–305.

25 Dicorato M. Assesing Distributed Generation in an Environmental – Constrained Energy Planning / M. Dicorato, G. Forte, M. Trovato // 2007 IEEE PES General Meeting (Tampa, Florida, USA, 24–28 June 2007). – P. 282–289.

26 Containment of power losses in LV networks with high penetration of distributed generation / G. Celli [et al.]. – DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0988 // CIRED - Open Access Proceedings Journal. – 2017. – Vol. 2017, No. 1. – P. 2183–2187.

27 Comparison of planning alternatives for active distribution networks / G. Celli, G. G. Soma, F. Pilo [et al.]. – DOI: 10.1049/cp.2012.0895 // CIRED 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid. – Lisbon. – 2012. – P. 1–4.

28 Труфанов В. В. Методическое обеспечение перспективного развития электроэнергетических систем России в современных условиях: спец. 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы»: дис. д-ра техн. наук / Труфанов Виктор Васильевич; Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Иркутск, 2014. – 321 с.

29 Yuan B. Multi-area generation expansion planning model of high variable generation penetration / B. Yuan, S. Wu, J. Zong. – DOI: 10.1109/ICPRE.2017.83906142017 // 2nd Int. Conf. on Power and Renewable Energy (ICPRE) (Chengdu, 20-23 Sep. 2017). – P. 645–648.

30 Akbarzade H. A Model for Generation Expansion Planning in Power Systems Considering Emission Costs / H. Akbarzade, T. Amraee. – DOI: 10.1109/SGC.2018.87778362018 // Smart Grid Conf. (SGC) (Sanandaj, Iran, 2018). – P. 1–5.

31 Eroshenko S. A. Intelligent model of decision support system of distributed generation integration / S. A. Eroshenko, A. I. Khalyasmaa. – DOI:10.1109/ICSESS.2017.83428682017 // 8th IEEE Int. Conf. on Software Engineering and Service Science (ICSESS) (Beijing, 2017). – P. 79–82.

32 Eroshenko S. A. The improvement of distributed generation integration efficiency / S. A. Eroshenko, A. I. Khalyasmaa. – DOI:10.1109/CPE.2017.79151512017 // 11th IEEE Int. Conf. on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG) (Cadiz, 2017) – P. 94–99.

33 Power system zoning for distributed generation implementation forecasting / S. A. Eroshenko, V. O. Samoilenko, A. V. Pazderin [et al.]. – DOI:10.1109/RTUCON.2016.77631002016 // 57th Int. Scientific Conf. on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON) (Riga, 2016). – P. 1–6.

34 Об утверждении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12.06.2017 г. № 1209-р / Российская Федерация. Правительство. – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

35 Об утверждении схемы и программы развития единой энергетической системы России на 2019-2025 годы: Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174 / Российская Федерация. – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

36 Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2019-2023 годов: Указ Губернатора Свердловской области от 19 апреля 2018 года № 200-УГ / Свердловская область. – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

37 National Renewable Energy Laboratory (NREL): офиц. сайт. – URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73992.pdf> (дата обращения: 10.02.2020).

38 Отчет о функционировании ЕЭС в 2018 году, промежуточные итоги: офиц. сайт. – Системный Оператор Единой Энергетической Системы. – URL: https://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2019ups/ (дата обращения: 28.02.2019)

39 Рынок электроэнергии и мощности // Ассоциация «НП Совет рынка»: офиц. Сайт. – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm/> (дата обращения: 10.02.2020).

40 Отчеты о функционировании ЕЭС России в 2015, 2016, 2017 и 2018 гг. / АО «СО ЕЭС» в соответствии с «Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики» (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №823) // АО «СО ЕЭС»: офиц. сайт. – URL: <https://www.so-ups.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Текст: электронный.

41 О схеме и программе развития электроэнергетики Оренбургской области на 2020-2024 годы // Новости Оренбурга и Оренбургской области: офиц. Сайт. – URL: <http://orenburg.bezformata.com/listnews/razvitiya-elektroenergetiki-orenburgskoj/75472620/> (дата обращения: 10.02.2020).

42 Об Энергетической стратегии России на период до 2020 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.08.2003 N 1234-р (ред. от 15.06.2009). – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

43 О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России: Федеральный закон от 04.11.2007 № 250-ФЗ (последняя редакция). – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

44 Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года: Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 19.07.2019). – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

45 О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности (вместе с "Правилами определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии"): Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 (ред. от 27.09.2018). – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

46 О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии"): Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (ред. от 22.06.2019). – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

47 О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии: Постановление Правительства РФ от 23.01.2015 № 47. – URL: <https://www.garant.ru/> (дата обращения: 10.02.2020). – Режим доступ: СПС Гарант. – Текст: электронный.

48 Ерошенко, С.А. Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети / П.М. Ерохин, С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, В.О. Самойленко, А.Л. Рывлин, С.А. Стерлягова // Промышленная энергетика, 2016. – № 2. – С. 6-12]

49 Периодический открытый семинар «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации»: офиц. сайт. - НП РНК СИГРЭ. - URL: http://cigre.ru/activity/conference/seminar_c6/ (дата обращения: 01.09.2014).

50 Ерошенко, С.А. Технические вопросы подключения малой генерации на параллельную работу с энергосистемой / С.А. Ерошенко, А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев, А.В. Паздерин, А.А. Карпенко // Журнал «Научное обозрение», 2013. – №6 – С. 49-56.

51 Engineering Recommendation G83/2, (2012): Recommendations for the connection of small-scale embedded generators (up to 16A per phase) in parallel with public low-voltage distribution networks (Great Britain) / Energy networks association: офиц. сайт. – URL: www.energynetworks.org (дата обращения: 10.02.2020). – Текст: электронный.

52 Australian Standard № 4777. Grid connection of energy systems via inverters. – Australia, New Zealand. - URL: <https://shop.standards.govt.nz/> (дата обращения: 10.02.2020). – Текст: электронный.

53 Technical requirements for connection of dispersed generating systems operating in parallel on the distribution network: 2002.07.05. – Document C10/11 of the FPE/BFE. – Belgium. – 2002.

54 Distributed Generation Technical Interconnection Requirements (Interconnections at Voltages 50 kV and Below) / Hydro One Networks Inc. – Canada, 2011.

55 Technical and organizational rules for carriers and users of distribution and transmission networks (Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Verteil- und Übertragungsnetze – TOR).

56 Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network". Guideline for generating plants connection to and parallel operation with the medium-voltage network: BDEW Technical Guideline / German Association of Energy and Water Industries (BDEW). – 2008.

57 Office for Energy Regulation: офиц. сайт. - Energy Agreement for Sustainable Growth. – URL: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/> (дата обращения: 18.08.2015)

58 A. Asrari. The Impacts of Distributed Energy Sources on Distribution Network Reconfiguration / A. Asrari, T. Wu Lotfifard , S. Lotfifard, // IEEE Transactions on Energy Conversion. – 2005. – Vol. 31, No. 2. – P. 606-613.

59 Capacity of Distribution feeders for hosting DER / S. Papathanassiou (Chair) [et al.] // CIGRÉ WG C6.24, CIGRE Publications, Technical Brochure. – June 2014. –149 p.

60 Technical Specification for Independent Power Producers: офиц. сайт. - Energie NB Power. – URL: <https://www.nbpower.com/Welcome.aspx> (Canada) (дата обращения: 18.08.2015)

61 Moreno M. A. Grid interconnection of Distributed Generation: The Spanish normative / Moreno-Munoz, Antonio & de la Rosa, Juan José & Lopez, Madeline & Castro, A.R., // Proceedings of the International Conference on Clean Electrical Power. – ICCEP. – 2009. P. 466 - 470.

62 Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures: 2005.22.11. – United States of America Federal Energy Regulatory Commission (FERC). – 2006.

63 The South African Grid Code – Network Code. Rev 7.0 – March 2008 офиц. сайт: National Energy Regulator of South Africa. – URL: http://www.nersa.org.za/Admin/Document/Editor/file/Electricity/ComplianceMonitoring/SAGC_Network_Version_7_March_2008.pdf/ (дата обращения: 10.02.2020).

64 Deliverable 7.2. DG in European interconnected grids / Navarro E., A. Badelin, F. Schlogl [et al.] // Projet europeen DISPOWER, Livrable D7.2. – Doc. No. del_2005_0071. –Spain, 2005. – URL: www.dispower.org (дата обращения: 10.02.2020).

65 IEEE 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems. 2018-04-06. - SASB/SCC21 - SCC21 - Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, 2018.

66 Основные характеристики российской электроэнергетики // Министерство Энергетики Российской Федерации: офиц. сайт. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532/> (дата обращения: 22.09.2018)

67 Гук Ю.Б., Долгов П.П., Огороков В.Р. и др. Комплексный анализ технических решений в электроэнергетике. М.: Энергоатомиздат, 1985, 264 с.

68 Воропай Н.И., Иванова Е.Ю., Труфанов В.В. Метод многокритериального анализа решений для задач анализа вариантов развития ЭЭС // Изв. РАН, Энергетика. – 1998. – №6. – С. 32-38.

69 Ivanova E.Yu. A Method of Multi-Criteria Analysis of Decisions for Choosing the Power System Expansion Option // 13th PSCC Proc., Vol. 1, Trondheim, Norway. – June 29 – July 3, 1999. – P. 770-776.

70 Кини Р.Л., Райфа Х. Принятие решений при многих критериях: предпочтения и замещения. М.: Радио и связь. – 1981. – 329 с.

71 Дж. фон Нейман, О. Моргенштерн. Теория игр и экономическое поведение». — М.: «Наука». 1970. — 707 с.

- 72 Фишберн П. Теория полезности для принятия решений. М.: Наука, 1978. – 352 с.
- 73 Саати Т. Принятие решений / Т. Саати - М.: Радио и связь, 1993. – 278 с.
- 74 Ульзетуева, Д.Д. О методах оценки эффективности деятельности коллективов малой и средней численности [Текст] / Д.Д. Ульзетуева // Управление персоналом. – 2008. – №17. – С. –52-55.
- 75 Ногин В.Д. Проблема сужения множества Парето: подходы к решению // Искусственный интеллект и принятие решений. – 2008. – № 1. – С. 98-112.
- 76 Подиновский В.В., Подиновская О.В. О некорректности метода анализа иерархий // Проблемы управления. – 2011. – № 1. – С. 8-13.
- 77 Коробов В.Б., Тутьгин А.Г. Проблемы использования метода анализа иерархий и пути их решения // Экономика и управление. – 2016. – № 8(130). С. 60–65.
- 78 Петров Э.Г. Методы и средства принятия решений в социально-экономических и технических системах / Э.Г.Петров, М.В.Новожилова, И.В.Гребенник, Н.А.Соколова. - Херсон: Олди-плюс, 2003. – 380 с.
- 79 Сироджа И. Б. Многокритериальная оптимизация в интеллектуальных системах поддержки принятия решений / И. Б. Сироджа, А. Я. Кузмин, М. В. Штукин. К.: Реєстрація, зберігання і обробка даних, ІПРІ НАН України. – 2012. – Т. 14 – № 2. – С. 106 – 115.
- 80 ЗАО «Нейросплав». Технологии принятия решений: метода анализа иерархий. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://citforum.ru/consulting/BI/resolution> свободный.
- 81 Eroshenko S. A. Renewable energy sources for perspective industrial clusters development / S. A. Eroshenko, V. O. Samoylenko, A. V. Pazderin, // Proceedings of the 2nd Int. Conf. on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. – ICIEAM. – 2016. – P. 1–5.
- 82 Atmospheric Science Data Center (ASDC) | Earthdata – NASA: офиц. Сайт. – URL: <https://earthdata.nasa.gov/eosdis/daacs/asdc/> (дата обращения: 10.02.2020).
- 83 Energywind: офиц. сайт. – URL: <http://energywind.ru> (дата обращения: 10.02.2020).

84 Стратегия развития лесопромышленного комплекса Свердловской области на период до 2020 года. – URL: http://economy.midural.ru/sites/default/files/files/documents/lesoprom_kompl.pdf / (дата обращения: 10.02.2020). – Текст: электронный.

85 U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017 / R. Fu, D. Feldman, R. Margolis [et al.] // National Renewable Energy Laboratory. – 2017.

86 Levelized cost of electricity renewable energy technologies / C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch [et al.] // Fraunhofer institute for solar energy systems ISE. – 2018.

87 СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник "Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ" 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО "ФСК ЕЭС": Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385 : введен впервые : дата введения 2012-07-09 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ».

88 Eroshenko S.A. On Quantification of the Hidden Distributed Generation Capacity and Its Effects / Samoylenko V.O., Eroshenko S.A., Pazderin A.V. // Applied Physics, System Science and Computers. APSAC 2017. Lecture Notes in Electrical Engineering. – 2018. – Vol. 428. – P. 109-115.

89 Кини Р.Л. Размещение энергетических объектов: выбор решений. – Москва: Энергоатомиздат. – 1983. – 286 с.

90 Ерошенко, С.А. Анализ технической реализуемости присоединения установок малой генерации на параллельную работу с сетью электросетевой компании / С.А. Ерошенко, А.И. Хальясмаа, С.А. Дмитриев // Журнал «Энергетика Татарстана», 2013 – №3(31) – С. 51-56.

91 ФГБУ «Федеральная кадастровая палата федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии»: офиц. сайт. – URL: <https://kadastr.ru/> (дата обращения: 10.02.2020).

92 Гладков Л. А. Биоинспирированные методы в оптимизации / Л. А. Гладков, В. В. Курейчик, В. М. Курейчик, П. В. Сороколетов. – Москва: ФИЗМАЛИТ, 2009. – 384с.

93 Емельянов В. В. Теория и практика эволюционного моделирования / В. В. Емельянов, В. В. Курейчик, В. М. Курейчик. – Москва: ФИЗМАТЛИТ, 2003. – 432 с.

- 94 Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы пер. с пол. И. Д. Рудинского / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский. – Москва: Горячая линия – Телеком, 2006. – 452 с.
- 95 Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems / M. A. Kashem, A. D. T. Le, M. Negnevitsky [et al.] // IEEE Power Engineering Society General Meeting. – 2006. – P. 8.
- 96 Placement of dispersed generation systems for reduced losses / T. Griffin, K. Tomsovic, D. Secrest [et al.] // Proceedings of the 33rd Annual Hawaii Int. Conf. on System Sciences. – 2000. – P. 9.
- 97 Acharya N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network / N. Acharya, P. Mahat, N. Mithulananthan // Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2006. – Vol. 28, No. 10. – P. 669–678.
- 98 Keane A. Optimal allocation of embedded generation on distribution networks / A. Keane, M. O'Malley // IEEE Transactions on Power Systems. – 2005. – Vol. 20, No. 3. – P. 1640–1646.
- 99 Sudipta Ghosh. Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system / Sudipta Ghosh, S. P. Ghoshal, Saradindu Ghosh // Int. Journal of Electrical Power Energy Systems. – 2010. – Vol.32, Iss. 8. – P. 849–856.
- 100 Mashhour M. Optimal sizing and siting of distributed generation in radial distribution network: Comparison of unidirectional and bidirectional power flow scenario / M. Mashhour, M. A. Golkar, S. Tafreshi // 2009 IEEE Bucharest PowerTech. – 2009. – P. 1–6.
- 101 A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation / G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. – 2005. – Vol. 20, No. 2. – P. 750–757.
- 102 Тарасенко В. В. Генетический алгоритм выбора распределенной генерации / В.В. Тарасенко // Вестник Южно-Уральского Государственного Университета. Серия: Энергетика. – 2010. – вып. 13. – №14(190). – с. 15-19.
- 103 Тарасенко В. В. Оптимизация развития и функционирования системы энергоснабжения с распределённой генерацией: спец. 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы»: дис. канд. техн. наук: / Тарасенко Виктор Викторович ; Ур. федер. ун-т им. первого Президента России Б.Н. Ельцина. – Челябинск, 2012. – 223 с.

104 Бартоломей П.И. Анализ влияния распределённой генерации на свойства ЭЭС / П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская, Д.А. Чечушков // Объединённый симпозиум «Энергетические связи между Россией и восточной Азией: стратегия развития в XXI веке: сб. науч. докладов. – Иркутск: Институт систем энергетики им Л.А. Мелентьева СО РАН, 2010. – С. 4–5.

105 Харитонов Д. А. Разработка методики выбора и рационального использования когенерационных систем в качестве источника электроэнергии на предприятии по технико-экономическим критериям: спец. 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы»: дис. канд. техн. наук / Харитонов Дмитрий Александрович; Моск. энергет. ин-т. – Москва, 2007. – 148 с.

106 ПО RastrWin: офиц. сайт. – URL: <http://www.rastrwin.ru/> (дата обращения: 10.02.2020).

107 Ерошенко, С.А. Модель интеллектуальной системы оценки эффективности внедрения объектов распределённой генерации /С.А. Ерошенко// Материалы VIII Международной научно-технической конференции: Электроэнергетика глазами молодёжи – Самара: Изд-во Самар.гос.техн.ун-та. – 2017. – С. 41–44.

108 Министерство энергетики и ЖКХ Свердловской области: офиц. сайт. – URL: <https://energy.midural.ru/> (дата обращения: 20.04.2020).

109 Свод правил СП 20.13330.2016 "Нагрузки и воздействия". Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 3 декабря 2016 г. N 891/пр) (с изменениями и дополнениями).

110 Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание (утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. N 204).

111 S.A. Eroshenko. Comparison study of wind flow velocity short-term forecasting methods based on adaptive models and neural networks / V.Z. Manusov, S.A. Eroshenko, P.V. Matrenin, E.A. Igumnova, G. B. Nesterenko // International Journal of Advanced Science and Technology, 29 (8 Special Issue), 2020. – P. 2108-2115.

112 Lajda P. Short-Term Operation Planning in Electric Power Systems Journal // of the Operational Research Society. – 1981. – Vol. 32. – P. 675–682.

- 113 Navarro R. Short and medium term operation planning in electric power systems // IEEE PES Power Systems Conf. and Exposition. – 2009. – Vol.1. – P. 1–8.
- 114 Quantifying the importance of power system operation constraints in power system planning models: A case study for electricity storage / A. Stiphout, T. Brijs, R. Belmans [et al.] // Journal of Energy Storage. – 2017. – Vol. 13. – P. 344–358.
- 115 Evaluation of the effect of high penetration of renewable energy sources (RES) on system frequency regulation using stochastic risk assessment technique (an approach based on improved cumulant) / A. Habib, C. Sou, M. H. Hafeez [et al.] // Renewable Energy. – Vol. 127, No. 1. – P. 204–212.
- 116 Tielens P. The relevance of inertia in power systems / P. Tielens, D. Van Hertem // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 55. – P. 999–1009.
- 117 Power quality impact of renewable energy-based generators and electric vehicles on distribution systems / M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef [et al.] // Procedia Technology. – 2013. – Vol. 11. – P. 11–17.
- 118 Triviño-Cabrera A. Impact of renewable energy sources in the power quality of the Italian electric grid / A. Triviño-Cabrera, M. Longo, F. Foiadelli // 11th IEEE Int. Conf. on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering. – 2017. – P. 576–581.
- 119 Analysing Renewable Energy Source Impacts on Power System National Network Code / G. Balaban, G. C. Lazaroiu, V. Dumbrava [et al.] // Inventions. – 2017. – Vol. 2(3), No. 23.
- 120 Lee Hau Aik D. Impact of Renewable Energy Sources on Steady-state Stability of Weak AC/DC Systems / D. Lee Hau Aik, G. Andersson // CSEE Journal of Power and Energy Systems. – 2017. – Vol.3, No.4. – P. 319–430.
- 121 Ameer A. Steady State and Dynamic Analysis of Renewable Energy Integration into the Grid using PSS/E Software / A. Ameer, K. Loudiyi, M. Aggour // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 141. – P. 119–125.
- 122 Tonkoski R. Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods / R. Tonkoski, D. Turcotte, T. H. M. El-Fouly // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2012. – Vol. 3. – P. 518–527.

123 Petinrin J. O. Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems / J. O. Petinrin, M. Shaaban // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – Vol. 65. – P. 770–783.

124 Impact of renewable distributed generation on power systems / M. Begovic, A. Pregelj, A. Rohatgi [et al.] // Proceedings of the 34th Annual Hawaii Int. Conf. on System Science. – 2001. – P. 654–663.

125 Essallah S. Optimal Sizing and Placement of DG Units in Radial Distribution System / S. Essallah, A. Bouallegue, A. Khedher // Int. Journal of Renewable Energy Research. – 2018. – Vol.8, No.1. – P. 166–167.

126 Stochastic modelling of renewable energy sources from operators' point of-view: A survey / S. Talari, M. Shafie-khah, G. J. Osório [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2018. – Vol. 81. – P. 1953–1965.

127 Dai H. A Literature Review of Stochastic Programming and Unit Commitment. Journal of Power and Energy Engineering / Dai H., Zhang N., Su W // Journal of Power and Energy Engineering. – 2015. – Vol. 3, No. 4. – P. 206–214.

128 Aien M. Probabilistic power flow of correlated hybrid wind-PV power systems / M. Aien, M. Rashidinejad, M. F. Firuz-Abad // IET Renewable Power Generation. – 2014. – Vol.8, No.6. – P. 649–658.

129 Zachary S. Probability theory of capacity value of additional generation / S. Zachary, C. J. Dent // Journal of Risk and Reliability. – 2012. – Vol. 226, No.1. – P. 33–43.

130 Ioannou A. Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review / A. Ioannou, A. Angus, F. Brennan // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – vol. 74. – P. 602–615.

131 BP Statistical review of world energy 2018. – [67th edition]. – BP: офиц. сайт. – URL: <https://www.bp.com/> (дата обращения: 10.02.2020).

132 Prioritized Rule Based Load Management Technique for Residential Building Powered by PV/Battery System / T. R. Ayodele, A. S. O. Ogunjuyigbe, K. O. Akpeji [et al.] // An Int. Journal Engineering Science and Technology. – 2017. – vol. 20, no.3. – P. 859–873.

133 Photovoltaic and solar power forecasting for smart grid energy management / C. Wan, J. Zhao, Y. Song [et al.] // CSEE Journal of Power and Energy Systems. – 2015. – vol. 1, no. 4. – P. 38–46.

- 134 Prema V. Development of statistical time series models for solar power prediction / V. Prema, K. U. Rao // *Renewable Energy*. – 2015. – vol. 83. – P. 100–109.
- 135 Kaplanis S. A model to predict expected mean and stochastic hourly global solar radiation I values / S. Kaplanis, E. Kaplani // *Renewable Energy*. – 2007. – vol. 32, no.8. – P. 1414–1425.
- 136 Statistical models approach for solar radiation prediction / S. Ferrari, M. Lazzaroni, V. Piuri [et al.] // *IEEE Int. Instrumentation and Measurement Technology Conf.* – 2013. – vol.1. – P. 1734–1739.
- 137 Forecasting the daily power output of a grid-connected photovoltaic system based on multivariate adaptive regression splines / Y. Li, Y. He, Y. Su [et al.] // *Applied Energy*. – 2016. – vol.180. – P. 392–401.
- 138 A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation / R. Perez, P. Ineichen, K. Moore [et al.] // *Solar Energy*. – 2002. – vol.73, no.5. – P. 307–317.
- 139 Mathiesen P. A high-resolution, cloud-assimilating numerical weather prediction model for solar irradiance forecasting / P. Mathiesen, C. Collier, J. Kleissl // *Solar Energy*. – 2013. – vol.92. – P.47–61.
- 140 Comparison of solar power output forecasting performance of the total sky imager and the University of California, San Diego Sky Imager / M. I. Gohari, B. Urquhart, H. Yang [et al.] // *Energy Procedia*. – 2014. – vol. 49. – P. 2340–2350.
- 141 Larson D. P. Day-ahead forecasting of solar power output from photovoltaic plants in the American Southwest / D. P. Larson, L. Nonnenmacher, C. F. M. Coimbra // *Renewable Energy*. – 2016. – vol. 91. – P. 11–20.
- 142 Neural Network Ensemble-based Solar Power Generation Short-Term Forecasting / A. Chaouachi, R. M. Kamel, R. Ichikawa [et al.] // *Int. Journal of Information and Mathematical Sciences*. – 2009. – vol. 5. – P. 332–337.
- 143 Short-term power forecasting model for photovoltaic plants based on historical similarity / C. Monteiro, T. Santos, L. A. Fernandez-Jimenez [et al.] // *Energies*. – 2013. – vol. 6. – P. 2624–2643.
- 144 Zeng J. Short-term solar power prediction using a support vector machine / J. Zeng, W. Qiao // *Renewable Energy*. – 2013. – vol. 52. – P. 118–127.

- 145 Multi-site solar power forecasting using gradient boosted regression trees / C. Persson, P. Bacher, T. Shiga [et al.] // *Solar Energy*. – 2017. – vol. 150. – P. 423–436.
- 146 Numerical weather prediction (NWP) and hybrid ARMA/ANN model to predict global radiation / C. Voyant, M. Muselli, C. Paoli [et al.] // *Energy*. – 2012. – vol.39, no.1. – P. 341–355.
- 147 Zheng F. Time series forecasting using a hybrid RBF neural network and AR model based on binomial smoothing / F. Zheng, S. Zhong // *Int. Journal of Mathematical and Computational Sciences*. – 2011. – vol. 75. – P. 1471–1475.
- 148 Hybrid Power Forecasting Model for Photovoltaic Plants Based on Neural Network with Air Quality Index / I. Khan, H. Zhu, J. Yao [et al.]. – Article ID 6938713 // *Int. Journal of Photoenergy*. – 2017. – Vol.1.
- 149 Forecasting solar radiation using an optimized hybrid model by Cuckoo Search algorithm / J. Wang, H. Jiang, Y. Wu, [et al.] // *Energy*. – 2015. – vol. 81. – P. 627–644.
- 150 How HOMER calculates the radiation incident on the PV array: офиц. сайт. – URL: <http://usersupport.homerenergy.com/customer/en/portal/articles/2186872-how-homer-calculates-the-radiation-incident-on-the-pv-array/> (дата обращения: 10.02.2020).
- 151 Duffie J. A. *Solar Engineering of Thermal Processes* / J. A. Duffie, W. A. Beckman // *Solar Energy Laboratory*. – Madison: University of Wisconsin, 2013.
- 152 Костромин А. В. Конспект лекций по курсу «Эконометрика» Часть II // Казанский государственный финансово–экономический институт, Кафедра статистики и эконометрики. – 2004.
- 153 Abuella M. Solar power probabilistic forecasting by using multiple linear regression analysis / M. Abuella, B. Chowdhury // *SoutheastCon 2015* (Fort Lauderdale, FL, 2015). – P. 1–5.
- 154 Metrics for evaluating the accuracy of solar power forecasting / J. Zhang, B.-M. Hodge, A. Hodge [et al.] // *3rd Int. workshop on integration of solar power into power systems*. – London. – 2013.
- 155 Ерошенко С.А., Кочнева Е.С., Крючков П.А., Хальясмаа А.И. Опыт внедрения моделей краткосрочного прогнозирования выработки солнечных электростанций. *Энергоэксперт*. – 2018. – №2(66).

156 Algorithmic realization of short-term solar power plant output forecasting / D. A. Snegirev, S. A. Eroshenko, R. T. Valiev, [et al.] // Proceedings of the II Int. Conf. on Control in Technical Systems – CTS'2017. – 2017. – P. 228–231.

157 Solar Power Plant Generation Short-Term Forecasting Model / S. A. Eroshenko, E. S Kochneva, P. A. Kruchkov [et al.] // Proceedings of the 3rd Int. Conf. on Measurement Instrumentation and Electronics – ICMIE. – 2018.

158 Eroshenko S. A. Weather data errors analysis in solar power stations generation forecasting / S. A. Eroshenko, A. I. Khalyasmaa // Proceedings of 3rd Int. conf. on advances on clean energy research (ICACER) (Barselona, Spain, 6-8 April 2018) / E D P SCIENCES. – 2018. – Vol. 51.

159 Eroshenko, S.A. Functional assessment system of solar power plant energy production / A.I. Khalyasmaa, D.A. Snegirev, R.T. Valiev, S.A. Eroshenko // Proceedings of 8th International Conference on ENERGY and ENVIRONMENT – CIEM, 2017. – P. 349-353. DOI: 10.1109/CIEM.2017.8120862.

160 Eroshenko, S.A. Assessment of the learning sample size and pattern impact on the SPS generation short-term forecasting / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa // Proceedings of the 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering – EIconRus, 2018. – P. 617-621. DOI: 10.1109/EIconRus.2018.8317172.

161 Dawan P. Performance of the Module Temperature Model in Forecasting the Power Output of Photovoltaic Systems / P. Dawan, K. Worransuttikul, S. Kittisontirak [et al.] // 2018 Int. Electrical Engineering Congress (iEECON) (Krabi, Thailand, 2018). – P. 1–3.

162 Kane A. Characterization of PV cell-environmental factors consideration / A. Kane, V. Verma // 2013 Int. Conf. on Power, Energy and Control (ICPEC) (Sri Rangalatchum Dindigul, India, 6-8 Feb. 2013) / IEEE. – 2013. – P. 26–29.

163 A Novel Power Output Model for Photovoltaic Systems / Chiou-Jye Huang, Mao-Ting Huang, Chung-Cheng Chen // Int. Journal of Smart Grid and Clean Energy. – 2013. – Vol. 2. – P. 139–147.

164 Inverter Modeling Understand the factors that lead to energy losses at the inverter: офиц. сайт. – URL:

<https://www.folsomlabs.com/modeling/system/inverter/> (дата обращения: 10.02.2020).

165 Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters / D. I. King, S. Gonzalez, G. M. Galbraith, W. E. Boyson // Sandia National Laboratories. SAND2007-5036 – 2007. – Albuquerque, NM.

166 The effects of snowfall on solar photovoltaic performance / R. W. Andrews, A. Pollard, J. M. Pearce // Solar energy. – 2013. – Vol. 92. – P. 84–97.

167 Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide / Int. Finance Corporation. – 2015. – Washington, DC.

168 Power loss due to soiling on solar panel: A review / M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes [et al.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2015. – Vol. 59. – P. 1307–1316.

169 Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review / D. C. Jordan, S. R. Kurtz // Progress in Photovoltaics Research and Applications. – 2013. – Vol. 21. – P. 12–29.

170 Eroshenko, S.A. Very-short term solar power generation forecasting based on trend-additive and seasonal-multiplicative smoothing methodology / S.A. Eroshenko, A.I. Khalyasmaa, R.T. Valiev // E3S Web of Conferences, 2018. – № 51 02003. DOI: 10.1051/e3sconf/20185102003.

171 Machine learning techniques for short-term solar power stations operational mode planning / Eroshenko, S., Khalyasmaa, A., Snegirev, D. // E3S Web of Conferences, 51 – 2018. – DOI: 10.1051/e3sconf/20185102004

172 Towards Data Science. Gradient Boosting Decision Tree Algorithm Explained: офиц. сайт. – URL: <https://towardsdatascience.com/machine-learning-part-18-boosting-algorithms-gradient-boosting-in-python-ef5ae6965be4> (дата обращения: 12.02.2020).

173 Eroshenko, S. A. Training sample dimensions impact on artificial neural network optimal structure / V. Z. Manusov, I. S. Makarov, S. A. Dmitriev and S. A. Eroshenko // Proceedings of the 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, 2013. – P. 156-159. DOI: 10.1109/EEEIC.2013.6549608.

174 Active power reserve determination for power system with high share of solar generation // M. D. Senyuk, S. A. Eroshenko, I. V. Chunarev // 2018 17th

International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED), Ekaterinburg – 2018.
– P. 1-5. DOI: 10.1109/ACED.2018.8341686.

175 СТО 59012820.27.010.001-2018 Резервы активной мощности Единой энергетической системы России. Определение объемов резервов активной мощности при краткосрочном планировании: Стандарт организации АО «СО ЕЭС» : утвержден и введен в действие приказом акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 15.02.2018 № 32: введен взамен стандарта организации СТО 59012820.27.010.007-2016, утвержденного приказом АО «СО ЕЭС» от 15.12.2016 № 354: дата введения 2018-02-15 / разработан акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

176 Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. и др. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ



ООО «Прософт-Системы»
620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а
Тел.: +7 (343) 356-51-11, info@prosoftsystems.ru
www.prosoftsystems.ru

р/с 40702810402400000766, к/с 30101810465777100812
Западно-Сибирский филиал ПАО Банка «ФК Открытие», г. Ханты-Мансийск
БИК 047162812, ИНН 6660149600, КПП 665801001
ОКВЭД 27.12; 33.20 ОКПО 55181848

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по
автоматизации энергосистем

ООО «Прософт-Системы»

Тюков С.М.

«29»

«ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»

АКТ

2020 г.

о внедрении результатов диссертационной работы
на соискание ученой степени кандидата технических наук
Ерошенко Станислава Андреевича
«Краткосрочное прогнозирование и планирование
режимов фотоэлектрических электростанций»

Настоящим актом подтверждается, что модель краткосрочного прогнозирования на основе физико-статистических методов, разработанная в рамках договора №17-36325 от 28 апреля 2017 г. о выполнении научно-исследовательской работы по теме: «Краткосрочное прогнозирование и планирование режимов фотоэлектрических электростанций» и отраженная в результатах диссертационного исследования Ерошенко С.А. внедрена в деятельность компании ООО «Прософт-Системы» и реализована в программном комплексе «Энергосфера», а также апробирована на реальной функционирующей солнечной электростанции «Заводская».



Система менеджмента качества соответствует ISO 9001:2015

Система экологического менеджмента соответствует ГОСТ Р ИСО 14001:2016 (ISO 14001:2015)

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по научной работе

НГТУ, д-р. техн. наук, доцент

С.В. Брованов



2020 г.

Акт внедрения

Результаты диссертационной работы «Краткосрочное прогнозирование и планирование режимов фотоэлектрических электростанций» Ерошенко Станислава Андреевича внедрены в учебный процесс на факультете энергетики НГТУ.

Предмет внедрения

Алгоритм оперативного прогнозирования выработки фотоэлектрических электростанций, основанный на методе градиентного бустинга над деревьями решений.

Характер внедрения

Использование алгоритма оперативного прогнозирования выработки фотоэлектрических электростанций в рамках лабораторных и практических занятий в курсе «Электроэнергетические системы и управление ими».

И.о. декана факультета энергетики

канд. техн. наук

А.В. Белоглазов

УТВЕРЖДАЮ

Директор по образовательной
деятельности ФГАОУ ВО
«Уральский федеральный
университет имени первого
Президента России Б.Н. Ельцина»

« 27 » _____ 2020 г.
С. И. Князев


Акт внедрения

Результаты диссертационной работы «Краткосрочное прогнозирование и планирование режимов фотоэлектрических электростанций» Ерошенко Станислава Андреевича внедрены в учебный процесс Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

Предмет внедрения

Алгоритм краткосрочного прогнозирования выработки фотоэлектрических электростанций, основанный на модели множественной регрессии.

Характер внедрения

Использование алгоритма краткосрочного прогнозирования выработки фотоэлектрических электростанций в рамках практических занятий образовательной программы дополнительного образования «Весенний университет», модуль «Машинное обучение в энергетике», реализуемый на английском языке.

Директор департамента
международных образовательных программ



Я.С. Высоцкая