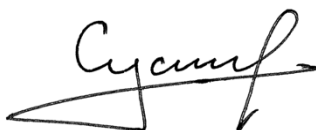


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Сусликов Павел Константинович



УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ
АВТОНОМНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ
ПУТЁМ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАТТЕРНОВ И КЛАССИФИКАЦИИ НАГРУЗОК

Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, доцент
Жуковский Ю.Л.

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ	11
1.1 Современные тенденции в области повышения энергетической эффективности предприятий.....	11
1.1.1 Комплексные показатели энергоэффективности	15
1.1.2 Структурные меры повышения энергетической эффективности.....	17
1.1.3 Технологические меры повышения энергетической эффективности.....	23
1.2 Обзор методов анализа временных рядов в электроэнергетике.....	26
1.2.1 Методы предобработки и фильтрации данных	30
1.2.2 Методы декомпозиции временных рядов	30
1.2.3 Методы кластеризации данных	36
1.3 Современные методы управления электропотреблением.....	42
1.4 Выводы по главе 1 и постановка задач исследования	46
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ СИНГУЛЯРНОГО СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА.....	50
2.1 Формализация задачи идентификации паттернов потребления электроэнергии	50
2.1.1 Выбор и обоснование исходных данных для анализа	52
2.1.2 Предобработка и предварительный анализ	53
2.2 Применение SSA для декомпозиции временных рядов	55
2.2.1 Построение траекторной матрицы и выбор параметра вложения	55
2.2.2 Метод сингулярного разложения (SVD) траекторной матрицы.....	57
2.2.3 Процедура ганкелизации для восстановления компонент.....	58
2.3 Кластеризация компонент временного ряда и выделение типовых паттернов	59
2.3.1 Построение матрицы w -корреляции для оценки вклада компонент.....	60

2.3.2 Проведение кластеризации на основе несущей частоты и среднеквадратичной амплитуды компоненты	61
2.3.3 Идентификация и фильтрация шумовых компонент.....	63
2.4 Оценка устойчивости алгоритма	64
2.5 Расчёт коэффициента потенциала управления спросом DR PI	70
2.5.1 Компонента индекса F1	71
2.5.2 Компонента индекса F2	72
2.5.3 Компонента индекса F3	73
2.5.4 Индекс DR PI	73
2.5.5 Устойчивость индекса.....	75
2.6 Выводы по главе 2	80
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ ЦЕЛЕЙ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ	83
3.1 Анализ классификационных признаков электрических нагрузок	83
3.1.1 Время реакции нагрузки (tr).....	83
3.1.2 Время цикла (tc).....	83
3.1.3 Глубина изменения активной мощности (γ)	83
3.1.4 Дальность переноса (ΔT).....	84
3.1.5 Окно реализации DR.....	84
3.2 Формулировка предлагаемой классификации нагрузок.....	84
3.2.1 Вариативная нагрузка	87
3.2.2 Скользящая нагрузка.....	88
3.2.3 Гибкая нагрузка	89
3.2.4 Мигрирующая нагрузка	89
3.2.5 Пассивная нагрузка	90
3.3 Сравнительный анализ предложенной классификации с существующими аналогами	91
3.3.1 Нормативное разделение электроприёмников на группы.....	92
3.3.2 Существующие классификации нагрузок для DSM.....	93
3.4 Выводы по главе 3	94

ГЛАВА 4 РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ С УЧЁТОМ ПРЕДЛОЖЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ НАГРУЗОК	98
4.1 Формализация моделей управления для различных классов нагрузок	98
4.1.1 Алгоритм управления вариативной нагрузкой.....	98
4.1.2 Алгоритм управления скользящей нагрузкой	101
4.1.3 Алгоритм управления гибкой нагрузкой	105
4.1.4 Алгоритм управления мигрирующей нагрузкой.....	109
4.2 Разработка модели оптимизации работы электротехнического комплекса	113
4.2.1 Интеграция ядра электротехнических расчётов на базе Matpower.....	113
4.2.2 Получение целевой функции минимизации операционных затрат с учётом множества критериев	114
4.3 Реализация алгоритма настройки параметров управления спросом	119
4.4 Моделирование и анализ эффективности предложенного алгоритма	124
4.4.1 Описание моделируемого электротехнического комплекса	124
4.4.2 Анализ полученных управляющих воздействий и результатов работы алгоритма.....	127
4.4.3 Оценка экономического, технологического и экологического эффекта ...	128
4.5 Выводы по главе 4	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	140
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ А Архитектура системы DSM с учётом классификации нагрузок.....	158
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения результатов диссертации	159
ПРИЛОЖЕНИЕ В Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.....	160

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования обусловлена ростом потребления электроэнергии (ЭЭ) в мире и Российской Федерации, повышением волатильности энергорынков, ужесточением климатических и технологических требований к предприятиям, а также необходимостью повышения эффективности использования ЭЭ в условиях ограниченности энергетических ресурсов и роста их стоимости.

Промышленный сектор в России устойчиво доминирует в структуре электропотребления, а потому именно в промышленности сосредоточен наибольший потенциал получения технико-экономического эффекта от мероприятий по повышению энергоэффективности.

Особую значимость задача приобретает для изолированных и труднодоступных территорий, занимающих около 65 % площади Российской Федерации, а также для удалённых промышленных объектов и Арктической зоны, где электроснабжение осуществляется преимущественно посредством автономных электротехнических комплексов (ЭТК) с гибридной генерацией. Для таких ЭТК характерны высокая стоимость ЭЭ, ограниченные возможности резервирования и необходимость покрытия роста нагрузки за счёт строительства новой генерации, что сопровождается значительными капитальными затратами.

В этих условиях особую актуальность приобретают технологические решения, позволяющие повысить эффективность работы автономных ЭТК с гибридной генерацией без масштабной модернизации их структуры, прежде всего это методы, позволяющие вовлечь конечных потребителей в процесс управления эффективностью работы рассматриваемого ЭТК.

Степень разработанности темы исследования

Проблемы повышения эффективности автономных ЭТК с гибридной генерацией, включая вопросы оптимизации режимов, интеграции ВИЭ и накопителей, а также управления изолированными микросетями, освещены в работах Лукутина Б.В., Елистратова В.В., Абрамовича Б.Н., Бельского А.А., Лаврика А.Ю., Нестеренко Г.Б., Euyimaya S., Manandhar U. и других авторов.

Вопросы управления спросом на электроэнергию и количественной оценки гибкости нагрузки рассмотрены в работах Ильюшина П.В., Сулова К.В., Николаева А.В., Lee E., Kim J., Vahid-Ghavidel M., Ranaboldo M., Zhang J.

Значительный вклад в развитие методов анализа временных рядов и обработки данных в задачах электроэнергетики внесли Голяндина Н., Коробейников А., Жиглявский А., Kaur R., Gabrijelčić D., и другие исследователи.

Однако в настоящее время недостаточно исследований, которые бы одновременно решали задачи количественной оценки потенциала внедрения технологии управления спросом на электроэнергию (DSM), идентификации характерных паттернов электропотребления, а также адресации управляющих воздействий DSM с учётом классификации электрических нагрузок.

Объект исследований – автономный электротехнический комплекс промышленного предприятия с гибридной генерацией.

Предмет исследований – методы и алгоритмы декомпозиции временных рядов электропотребления и классификации электрических нагрузок для разработки алгоритмов эффективного управления.

Цель работы – повышение эффективности работы автономных электротехнических комплексов с гибридной генерацией путём управления спросом на электроэнергию.

Идея заключается в том, что алгоритмы DSM, основанные на идентификации характерных паттернов потребления ЭЭ с последующим расчётом индекса потенциала управления спросом и классификации электроприёмников, позволяют повысить эффективность работы автономного ЭТК с гибридной генерацией.

Задачи исследования:

1. Выявить научно-технические проблемы повышения эффективности работы автономных электротехнических комплексов с гибридной генерацией.
2. Проанализировать существующие методы оценки потенциала применения технологии управления спросом в автономных ЭТК с гибридной генерацией и

определить существующие подходы к классификации электрических нагрузок применительно к задачам управления спросом.

3. Разработать метод выявления индивидуальных особенностей (паттернов) графика нагрузки потребителя для расчёта потенциала применения DSM в автономных ЭТК с гибридной генерацией.

4. Обосновать критерий оценки потенциала внедрения DSM в автономных ЭТК с гибридной генерацией на основе расчёта интегрального коэффициента потенциала управления спросом.

5. Обосновать классификацию нагрузок с целью её применения в качестве основы для последующей формализации подходов к управлению спросом на электроэнергию.

6. Оценить технико-экономические показатели эффективности применения разработанного алгоритма DSM на основе предложенной классификации электрических нагрузок.

Научная новизна работы:

1. Установлено, что представление компонент сингулярного спектрального анализа (SSA) временного ряда электропотребления на амплитудно-частотной плоскости обеспечивает устойчивое разделение на группы паттернов при изменении режимов работы автономного электротехнического комплекса.

2. Получена зависимость интегрального индекса потенциала управления спросом на ЭЭ (DR PI) от структуры паттернов электропотребления, определяемой вкладом, амплитудой и периодичностью компонент SSA временного ряда, что позволяет количественно оценивать потенциал участия нагрузки в программах управления спросом на электроэнергию на основе характеристик её временной структуры.

3. Предложена классификация электрических нагрузок, включающая пять классов электроприёмников, позволяющая описать существующих потребителей электроэнергии в целях реализации технологии управления спросом.

4. Разработан способ управления каждым классом нагрузок в соответствии с решением оптимизационной задачи минимизации операционных затрат (OPEX) на

эксплуатацию автономных электротехнических комплексов с гибридной генерацией.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту научной специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы:

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

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

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработан алгоритм для выявления периодических паттернов во временных рядах потребления электроэнергии на основе группировки результатов сингулярного разложения (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025662691, Приложение В).

2. Предложен способ количественной оценки актуальности и потенциала применения технологии DSM в автономных ЭТК с гибридной генерацией за счёт расчёта интегрального индекса потенциала управления спросом DR PI.

3. Предложен способ повышения эффективности работы автономных ЭТК с гибридной генерацией за счёт внедрения технологии DSM с учётом предложенной классификации электроприёмников.

4. Результаты диссертационного исследования внедрены в производственную деятельность ООО «ГЦЭ – Энерго», что подтверждается актом о внедрении от 21.04.2026 (Приложение Б).

Методология и методы исследования. При работе над диссертационным исследованием использовались методы анализа и обобщения данных,

статистические методы обработки данных, методы математического моделирования, методы решения оптимизационных задач (в частности, класс методов роя частиц), а также элементы теории временных рядов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Применение DR PI, рассчитанного на основе паттернов, полученных при помощи предложенного принципа кластеризации компонент SSA временного ряда потребления ЭЭ, позволяет получить количественную оценку потенциала применения DSM в автономных ЭТК с гибридной генерацией.

2. Внедрение принципов DSM, основанных на разработанной классификации электроприёмников, обеспечивает повышение эффективности работы автономного ЭТК с гибридной генерацией.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена корректным применением стандартных методов математического и имитационного моделирования электротехнических комплексов, методов анализа временных данных, а также результатами расчётных примеров.

Апробация результатов диссертации проведена на 7 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 5 международных. За последние 3 года принято участие в 7 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 5 международных: XIV Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи» (30 сентября – 04 октября 2024 г., г. Ставрополь); Международная научно-практическая конференция «Транспорт. Взгляд в будущее» (7-8 ноября 2024 г., г. Санкт-Петербург); Первая международная конференция «Искусственный интеллект и цивилизация будущего» (29 января 2025 г., г. Тегеран, Исламская Республика Иран); V Всероссийская с международным участием молодёжная конференция «Бутаковские чтения» (09-11 декабря 2025 г., г. Томск); XXXIV Международный научный симпозиум «Неделя горняка-2026» (02-06 февраля 2026 г., г. Москва); XV Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодёжи» (23-27 марта 2026 г., г. Иваново); XXI Всероссийская конференция-конкурс проектов студентов

и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (6-10 апреля 2026 г., г. Санкт-Петербург).

Личный вклад автора заключается в постановке задачи, формулировании целей и научных положений, анализе литературы, разработке метода выявления индивидуальных паттернов графика нагрузки потребителя и классификации электрических нагрузок с целью управления спросом, а также в моделировании и оценке предложенного подхода к управлению спросом на ЭЭ.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 6 печатных работах (пункты списка литературы № 3-6, 11, 127), в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 3 статьях – в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus. Получено 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ (пункт списка литературы № 12, Приложение В).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 129 наименований, и 3 приложений. Диссертация изложена на 160 страницах машинописного текста, содержит 47 рисунков и 9 таблиц.

Благодарности. Автор выражает благодарность научному руководителю Жуковскому Юрию Леонидовичу за вдохновение и помощь при подготовке диссертационного исследования. Автор благодарит коллектив кафедры электроэнергетики и электромеханики и коллег центра цифровых технологий Санкт-Петербургского горного университета за содействие в рамках обучения в аспирантуре. Автор выражает благодарность семье и близким, в частности, своей супруге, Михайлюк Алине за поддержку в процессе подготовки диссертации.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ

1.1 Современные тенденции в области повышения энергетической эффективности предприятий

В соответствии с результатами статистических наблюдений по миру, энергоэффективность предприятий перестала быть локальной экономией ресурсов и стала компонентой конкурентоспособности, устойчивости и управляемости издержек на фоне волатильности энергорынков и ужесточения климатических, а также технологических требований к уровню выпускаемой продукции.

По данным международной энергетической статистики наблюдается устойчивое увеличение потребления электроэнергии (ЭЭ) как в мире, так и в Российской Федерации (рисунок 1). При этом усложняются внешние условия функционирования промышленных предприятий: повышается волатильность энергорынков, ужесточаются климатические и технологические требования к продукции, а также растёт доля стохастической генерации, что повышает ценность гибкой нагрузки.

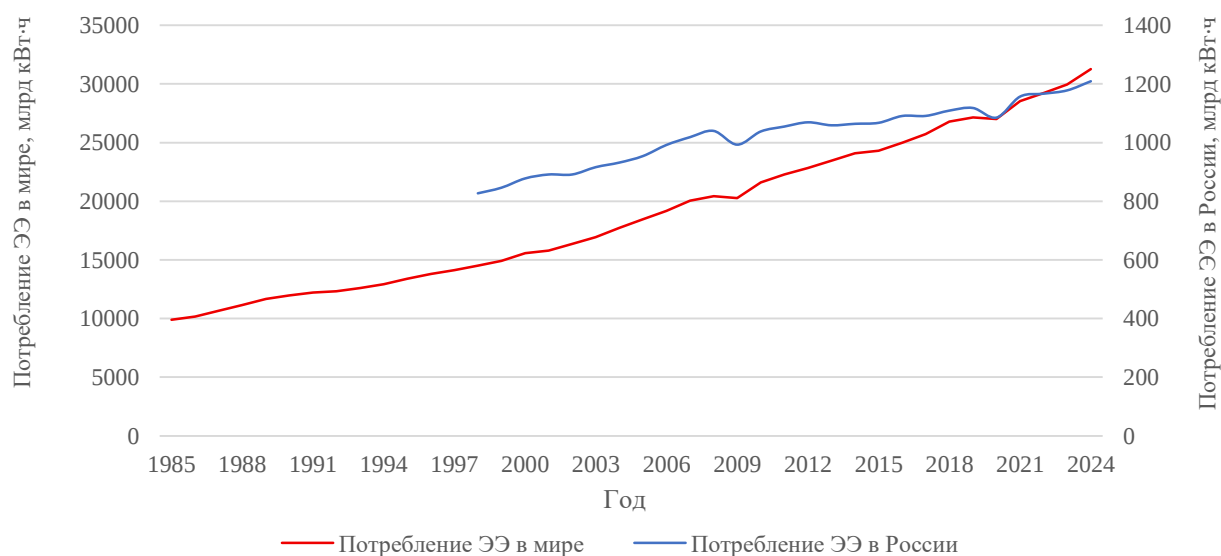


Рисунок 1 – Динамика потребления электроэнергии в мире (1985 – 2024 гг.) и России (1998 – 2024 гг.) [129]

В этих условиях инструменты повышения энергоэффективности – как структурные (изменение архитектуры систем электроснабжения предприятия за счёт автономизации, интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и

систем накопления электроэнергии (СНЭЭ)), так и операционные (управление спросом, частотно-регулируемые приводы, системы учёта и мониторинга) – переходят в разряд базовых технологий управления издержками и надёжностью.

Структура электропотребления в Российской Федерации в 2010-2024 гг. показывает устойчивое доминирование промышленного сектора: его доля превышает 50 % совокупного потребления ЭЭ (рисунок 2). Следовательно, при внедрении мер повышения энергоэффективности наибольший технико-экономический эффект ожидаемо достигается в промышленности, где сосредоточены крупные управляемые нагрузки и доступен инструментарий технологических мер.

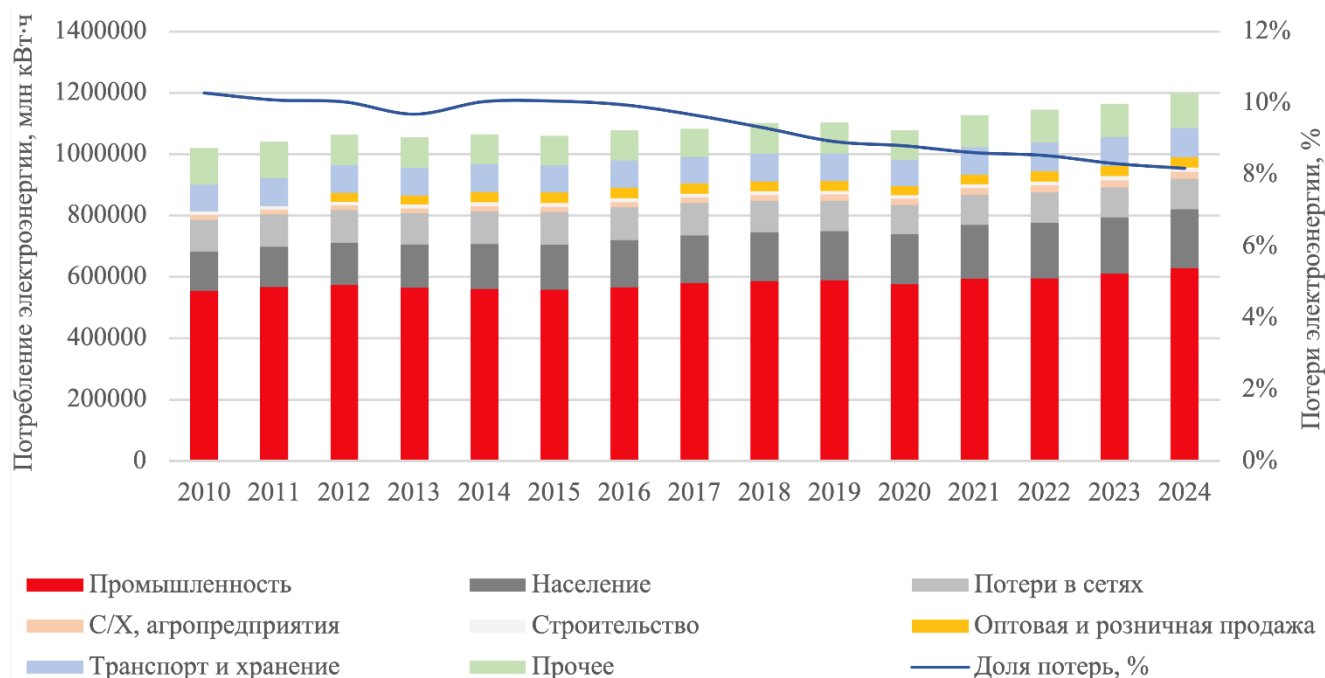


Рисунок 2 – Потребление (млн кВт·ч) и потери (%) ЭЭ в электроэнергетическом комплексе России [13]

Дополнительно наблюдаемая динамика доли сетевых потерь подчёркивает значимость повышения энергетической эффективности и экономических показателей не только со стороны конечного потребителя, но и со стороны передачи и распределения ЭЭ.

Известно, что 65 % площади Российской Федерации относятся к изолированным и труднодоступным территориям (ИТТ) с территориально изолированными энергосистемами. Для ИТТ повышение эффективности работы

электротехнических комплексов (ЭТК), являющихся автономными по принципу энергообеспечения, является одной из приоритетных задач в связи с высокой стоимостью производства и доставки топлива, ограниченными возможностями резервирования и повышенной чувствительностью потребителей к перебоям электроснабжения. По карте на рисунке 3 видно, что ИТТ в виде автономных ЭТК располагаются по всей территории РФ. Актуальность данной задачи дополнительно возрастает в условиях необходимости снижения эксплуатационных затрат, повышения надёжности энергоснабжения и более рационального использования местной ресурсной базы, включая возобновляемые источники энергии и технологии управления спросом на ЭЭ.

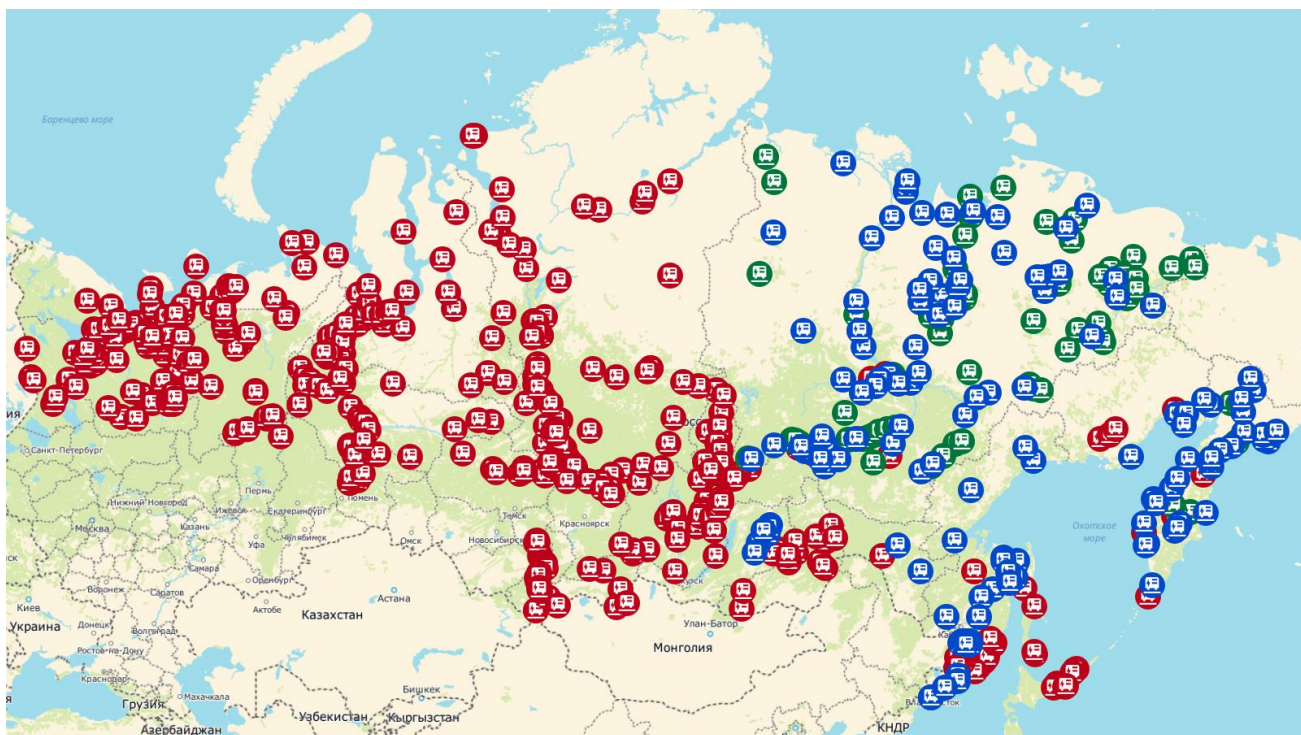


Рисунок 3 – Карта расположения ДЭС в ИТТ на территории РФ [14]

В соответствии со Стратегией развития Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ) и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года, Арктическая зона является одной из ключевых сырьевых территорий страны: на неё приходится более 80 % добычи природного газа и 17 % добычи нефти, включая газовый конденсат. При этом численность населения АЗРФ составляет около 2,4 млн человек, или порядка 1,6-1,7 % населения Российской Федерации. По данным Востокгосплана, в 2023 году ВРП АЗРФ составил 9,7 трлн руб., что

соответствует 6,2 % суммарного ВРП субъектов РФ; в отраслевой структуре ВРП доля добычи полезных ископаемых достигает 57,6 %, а доля обрабатывающих производств – 9,3 %. По отдельным видам минерального сырья значение Арктики ещё выше: на арктические территории приходится свыше 90 % российской добычи никеля и кобальта, около 60 % меди и до 95-96 % платиноидов [15, 16].

Для удалённых восточных территорий – Магаданской области, Чукотского автономного округа, Камчатского края, Сахалинской области и Таймыра – также характерно несоответствие между низкой долей населения и высокой ресурсной специализацией. Совокупная численность населения этих территорий составляет менее 1 млн человек, то есть около 0,7 % населения страны, тогда как их вклад в добычу углеводородов оценивается на уровне порядка 2-3 % по нефти и 4-5 % по газу, преимущественно за счёт Сахалинской области. В совокупности эти данные подтверждают, что ИТТ при ограниченной демографической базе концентрируют значимую часть минерально-сырьевого и энергетического потенциала России, что должно учитываться при обосновании требований к надёжности, автономности и экономической эффективности автономных энергосистем [17].

Для рассмотренных ИТТ топология построения ЭТК является автономной, что означает отсутствие подключения электросетевого комплекса к централизованным сетям электроснабжения. Таким образом, далее определим автономные ЭТК с гибридной генерацией как объект повышения эффективности работы.

С точки зрения повышения эффективности работы автономных ЭТК с гибридной генерацией выделяют следующие тренды и соответствующие им управленческие механизмы:

- **переход к управлению по KPI:** учёт не только затрат ЭЭ в абсолютных значениях, но и различных относительных показателей эффективности) [63];
- **цифровизация и наблюдаемость:** АИИС КУЭ/SCADA/EMS, сбор и агрегация временных рядов как основа для оценки эффекта внедрения мероприятий по повышению энергоэффективности [110];

- **глубокая аналитика режимов:** выявление типовых профилей и изменений режимов по временным рядам для адресных мер и прогнозирования [30];
- **управление спросом:** снижение пиковой мощности потребления, алгоритмы смещения нагрузок, управление в заданных окнах по цене/ограничениям мощности и прочим критериям [90];
- **регулируемый электропривод:** частотно-регулируемые приводы и оптимизация уставок как массовый механизм снижения затрат [53];
- **гибридизация ЭТК:** интеграция ВИЭ/СНЭЭ и прочих инструментов для расширения гибкости и устойчивости, особенно в автономных ЭТК с гибридной генерацией [112].

Рассмотрим два класса механизмов: структурные (связанные, в первую очередь, с капитальным строительством и со сменой конфигурации ЭТК) и технологические (реализуются преимущественно за счёт совершенствования управления и цифровой наблюдаемости) подходы.

Однако сопоставление и обоснование таких механизмов требует единой системы критериев, поэтому предварительно в подразделе 1.1.1 вводятся комплексные показатели энергоэффективности, обеспечивающие корректную количественную оценку результатов и возможность ранжирования решений друг относительно друга.

1.1.1 Комплексные показатели энергоэффективности

Комплексные показатели энергоэффективности (КПЭ или KPI) по своей природе должны демонстрировать прямое влияние применяемых мер на потребление ЭЭ в относительном выражении, при этом сам показатель называется комплексным и включает в себя несколько разнородных показателей эффективности.

В существующих системах энергоменеджмента (EMS) выделяют множество КПЭ, их следует сгруппировать по принципу охватываемого уровня: технологический, операционно-экономический и системный уровни [1, 23].

На технологическом уровне комплексная оценка энергоэффективности опирается на КПД (η) ключевых элементов системы электроснабжения ЭТК и

технологических установок. В моделях автономных ЭТК с гибридной генерацией такие показатели обычно включаются не как отдельная целевая функция, а как параметры в балансовых уравнениях и ограничениях, определяющих связь между потреблением ЭЭ и выпуском полезной энергии. Например, для ЭТК с когенерацией используются коэффициенты вида КПД теплопередачи и коэффициент энергоэффективности холодильных установок, которые формируют ограничения теплового/холодильного баланса и тем самым непосредственно влияют на минимально достижимые затраты энергии при заданной полезной нагрузке [8, 72].

Аналогично для генераторов/котлов вводятся η -коэффициенты (электрический КПД, КПД теплообменника и т.п.), что позволяет трактовать технологический уровень как физически обусловленную часть КПЭ: энергоэффективность повышается либо ростом η , либо переводом режимов в область более выгодных $\eta(P)$ [74].

На операционно-экономическом уровне КПЭ обычно задаётся в виде суммарной функции издержек за период планирования, которая интегрирует разнотипные составляющие (затраты на топливо, эксплуатацию, экологические отчисления) и позволяет корректно сравнивать альтернативные стратегии управления. Для автономных систем принципиально важно, что ряд работ включает в такой показатель стоимость деградации элементов ЭТК.

В частности, в моделях управления автономными ЭТК предлагается минимизировать комплексные эксплуатационные затраты (ОРЕХ), включающие: затраты дизель-генератора (C_t^{DG}), стоимость деградации СНЭЭ ($C_t^{ESS_deg}$) и затраты на экологические отчисления (C_t^{env}) [99, 124].

Типовая оптимизационная функция при наличии СНЭЭ в структуре ЭТК представлена (1.1):

$$J_{op} = \sum_{t \in T} (C_t^{DG} + C_t^{ESS_deg} + C_t^{env}) \rightarrow \min. \quad (1.1)$$

Здесь C_t^{DG} часто задаётся как выпуклая функция мощности генератора (например, квадратичная аппроксимация расхода топлива), а $C_t^{ESS_deg}$ строится как

функция глубины разряда/заряда и числа циклов с переводом в денежный эквивалент через стоимость замены батареи.

На системном уровне КРІ для автономных ЭТК формируются как составные целевые функции, которые одновременно отражают: экономику эксплуатации, экологическую составляющую (выбросы CO_2 , торговля углеродными единицами), использование ВИЭ (штрафы за ограничение генерации), а также управление спросом через механизмы (компенсации или стимулы потребителям) при ограничениях по допустимому изменению нагрузки [71].

Например, в [64] в постановках для автономного ЭТК целевая функция задаётся как сумма трёх компонент: ОРЕХ, штраф за ограничение на выдачу мощности ВИЭ и стоимость углеродных единиц, причём эксплуатационные затраты в явном виде включают затраты на стимулы управления спросом. Типовая целевая функция (1.2) в таком случае будет представлена следующим образом:

$$J_{\text{sys}} = \underbrace{C_{\text{opex}}}_{\text{эксплуатация+DSM}} + \underbrace{C_{\text{REW}}}_{\text{штраф за ограничение ВИЭ}} + \underbrace{C_{\text{CO}_2}}_{\text{выбросы}} \rightarrow \min, \quad (1.2)$$

где $C_{\text{opex}} = \sum_{t \in T} (C_t^{DG} + C_t^{ESS_deg} + C_t^{DSM} + C_t^{conv})$, при этом C_t^{DSM} агрегирует стимулы для переносимой или отключаемой нагрузки, вводимые для реализации стратегий управления спросом. На практике C_t^{DSM} дополняется ограничениями по допустимости изменения потребления, что формализует компромисс между экономичностью и реализуемостью алгоритма. C_t^{conv} в данном случае будет являться функцией затрат, связанных с эксплуатацией преобразующих устройств.

1.1.2 Структурные меры повышения энергетической эффективности

В диссертационном исследовании к структурным мерам повышения энергетической эффективности отнесём такие меры, для которых характерно изменение архитектуры и состава ЭТК, что, как правило, требует существенных капитальных вложений и дополнительных проектных решений. Данные меры сопровождаются длительными сроками внедрения и приводят к устойчивому изменению области допустимых режимов.

Рассмотрим далее типовые варианты энергообеспечения и составов автономных ЭТК:

- ЭТК с $n > 1$ дизель-генерирующая установка (ДГУ), работающими параллельно в составе генерирующего оборудования и радиально-лучевой топологией сети;

- ЭТК с $n > 1$ ДГУ, работающими параллельно в составе генерирующего оборудования с распределительным устройством типа «две системы сборных шин»;

- ЭТК с $n > 1$ ДГУ + ВИЭ с подключением ВИЭ к общей шине переменного тока через инвертор без СНЭЭ;

- аналогичная предыдущей структура с интеграцией СНЭЭ через отдельный инвертор;

- аналогичная предыдущей структура с интеграцией СНЭЭ с использованием DC/DC преобразования и общей для СНЭЭ и ВИЭ шины постоянного тока.

Схема 1, приведённая на рисунке 4, а, представляет собой автономный ЭТК, в котором несколько ДГУ работают параллельно в составе ДЭС на общей шине низкого напряжения (на схеме 0,4 кВ, возможны иные уровни напряжения), далее через трансформатор осуществляется подключение генераторов к шине распределительного устройства среднего напряжения (на схеме 6 кВ, возможны иные уровни напряжения), от которого радиально отходят фидеры к нагрузкам.

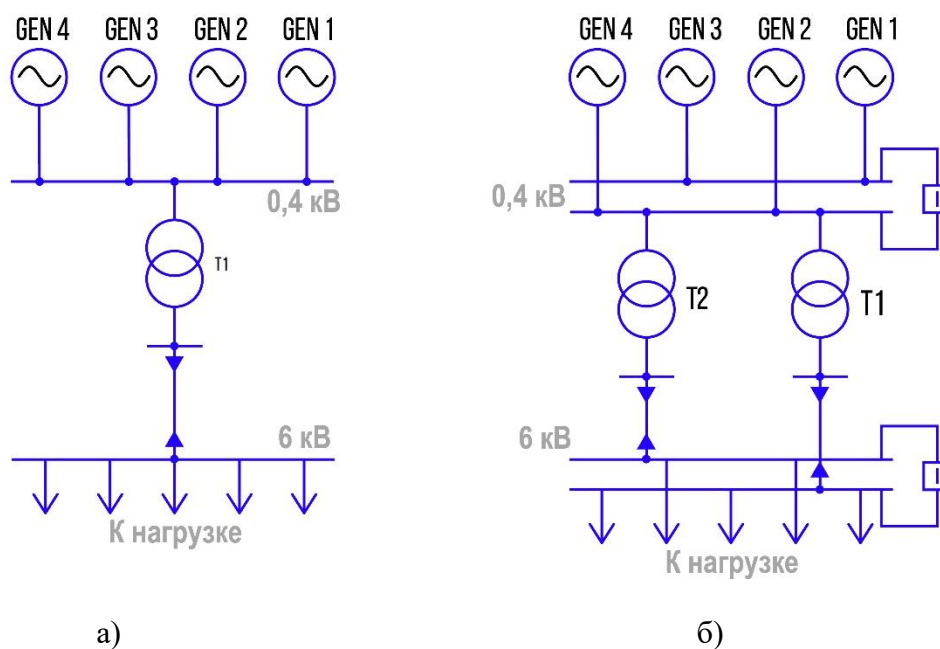


Рисунок 4 – Структурные схемы ЭТК с $n > 1$ ДГУ, построенные по первой (а) и второй (б) схемам (составлено автором)

С точки зрения повышения энергоэффективности такая структура создаёт основу для режимной оптимизации за счёт выбора состава включённых агрегатов [58] и их загрузки [77] (минимизация удельного расхода топлива, снижение числа пусков/остановов, поддержание резерва мощности), а также за счёт ограничения потерь и поддержания качества электроэнергии при изменении величины и скорости нарастания нагрузки во времени.

Схема 3 (рисунок 5) представляет собой развитие базовых структур (схем 1-2) за счёт включения в состав генерирующего оборудования ВИЭ, подключённых к общей шине переменного напряжения (0,4 кВ, возможны иные уровни напряжения) через сетевые инверторы. Как и в схемах 1-2, питание распределительной сети среднего напряжения (по схемам принято 6 кВ, однако возможны иные уровни напряжения) осуществляется через трансформаторы, а нагрузка в виде КТП 6/0,4 подключается к РУ 6 кВ с радиальными отходящими линиями.

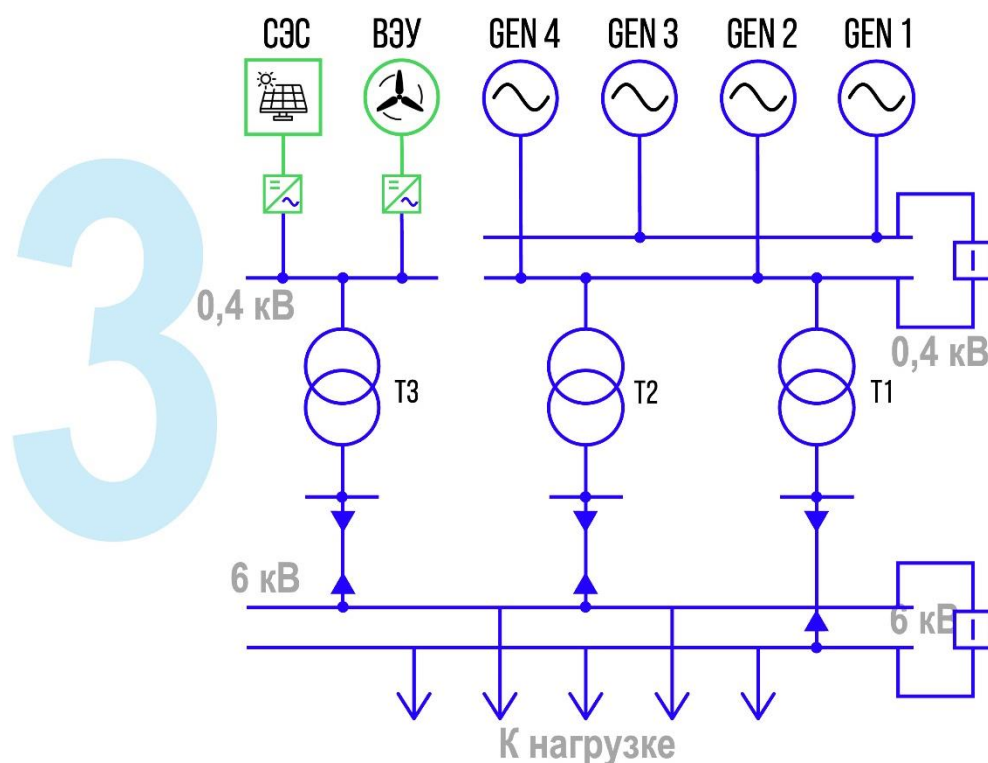


Рисунок 5 – Структурная схема ЭТК с ВИЭ без СНЭЭ (составлено автором)

В схемах 1-2 баланс мощности (1.3) определяется в основном управляемыми ДГУ и нагрузкой. В схеме 3 (рисунок 5) добавляется компонент P_t^{RES} – мощность генерации ВИЭ, который зависит от погодных условий и приводит к существенной нестационарности баланса:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{g,t} + P_t^{RES} - P_t^{loss} = \sum_{l \in \mathcal{L}} P_{l,t}, \quad (1.3)$$

где P_t^{loss} – мощность потерь в ЭТК, кВт; $P_{g,t}$ – мощность генерации энергоблока g дизель-электростанции $\mathcal{G}$, кВт; $P_{l,t}$ – мощность нагрузки по фидеру l в момент времени t , кВт.

Это меняет требования к диспетчеризации: появляется необходимость в резерве и правилах приоритета генерации.

Помимо этого, при росте доли ВИЭ возрастает чувствительность режима к дисбалансам мощности, и критическими становятся алгоритмы координации ДГУ и ведомых сетью инверторов [118].

Отметим, что если для схем 1-2 основной эффект – оптимальная загрузка нескольких ДГУ, снижение удельного расхода топлива и числа включений, то в схеме 3 добавляется ещё один источник эффекта. Таким эффектом является замещение дизельной генерации выработкой ВИЭ, что снижает топливные затраты и выбросы [2, 59]. Однако отсутствие СНЭЭ означает, что сглаживание P_t^{RES} достигается не накопителем, а изменением режима ДГУ или управлением нагрузкой, а при ограничениях по минимуму нагрузки ДГУ может возникать необходимость ограничения выдачи мощности генерации ВИЭ или принудительного поддержания работы ДГУ в режиме повышенного резервирования мощности ради устойчивости энергосистемы в целом [120]. Для улучшения показателей операционной эффективности ЭТК с точки зрения структурных мер активно используется СНЭЭ.

Схема 4 (рисунок 6) является развитием предыдущей схемы с учётом интеграции СНЭЭ, подключённой к той же шине переменного напряжения через отдельный двунаправленный преобразователь (специальный PCS/инвертор СНЭЭ). В остальной части архитектура сохраняется: параллельная работа нескольких ДГУ на общей шине 0,4 кВ, с распределительной сетью 6 кВ и радиальные отходящие линии к нагрузкам.

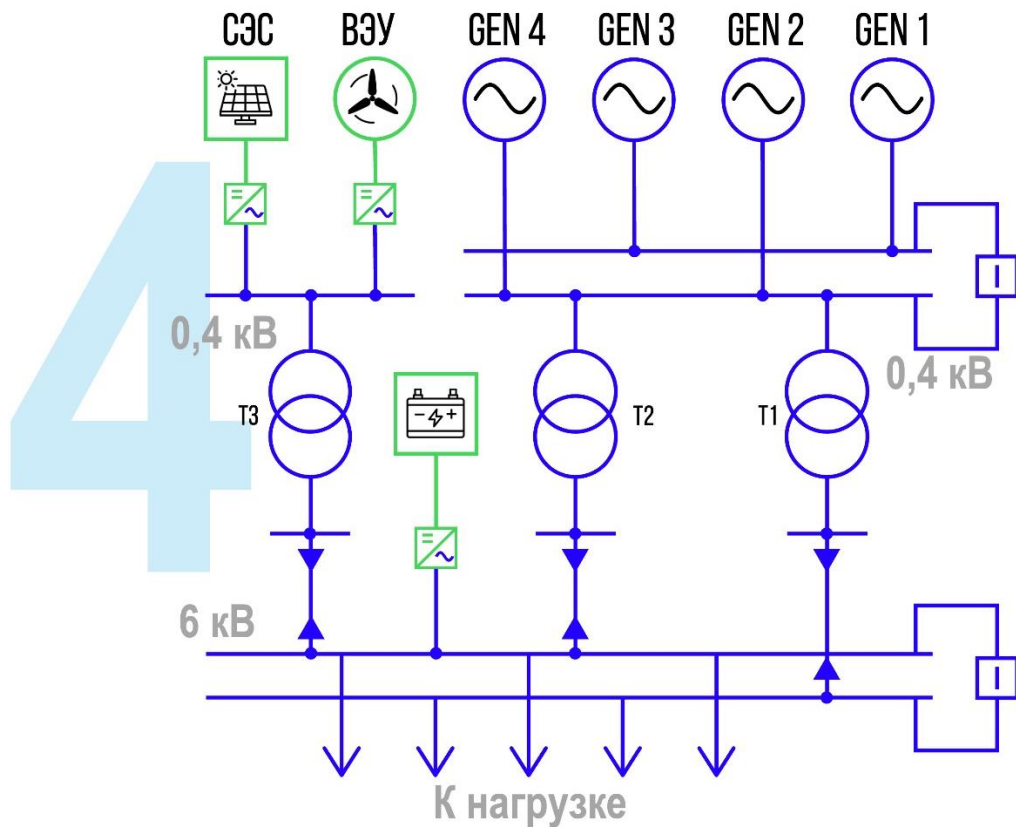


Рисунок 6 – Структурная схема ЭТК с ВИЭ с инвертором в составе СНЭЭ
(составлено автором)

Принципиальными отличиями рассматриваемой схемы можно считать следующее [76]:

1. Появляется источник мощности с максимальной манёвренностью, который может работать как в режиме отдачи ЭЭ в сеть, так и в режиме заряда, что меняет характер управления автономной системой: помимо диспетчеризации ДГУ появляется компонент управления перетоком мощности СНЭЭ – $\pm P_t^{ESS}$ и уровнем состояния заряда – SOC_t .

2. Задача максимизации энергоэффективности трансформируется в задачу координации трёх классов ресурсов: ДГУ, ВИЭ и СНЭЭ.

В схеме 3 (без СНЭЭ) вариабельность P_t^{RES} компенсируется в основном изменением режима ДГУ. Это влечёт за собой следующий конфликт: ДГУ должны одновременно поддерживать частоту и напряжение в системе, а также реагировать на изменение генерации/потребления [86].

В схеме 4 этот конфликт нивелируется. СНЭЭ выполняет роль буфера мощности и обеспечивает для компенсации кратковременных дисбалансов между

нагрузкой и ВИЭ [101]. С точки зрения управления балансом уравнение трансформируется в (1.4):

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{g,t} + P_t^{RES} \pm P_t^{ESS} - P_t^{loss} = \sum_{l \in \mathcal{L}} P_{l,t}, \quad (1.4)$$

где $P_t^{ESS} > 0$ соответствует разряду, $P_t^{ESS} < 0$ – заряду. При этом управление P_t^{ESS} ограничено энергетически с точки зрения состояния накопителя (1.5):

$$SOC_{t+1} = SOC_t + \eta_{ch} P_t^{ESS,-} \Delta t - \frac{1}{\eta_{dis}} P_t^{ESS,+} \Delta t. \quad (1.5)$$

Схема 5 (рисунок 7) является дальнейшим развитием схемы 4, но принципиально отличается архитектурой: ВИЭ и СНЭЭ подключаются не к общей шине переменного тока, а к общей шине постоянного тока через DC/DC-преобразователи. Далее связь с ЭТК осуществляется через двунаправленный DC/AC-преобразователь, который питает шину 0,4 кВ и через трансформаторы – распределительную сеть 6 кВ. При этом ДГУ остаются на стороне переменного напряжения, выполняя роль управляемой генерации или резерва.

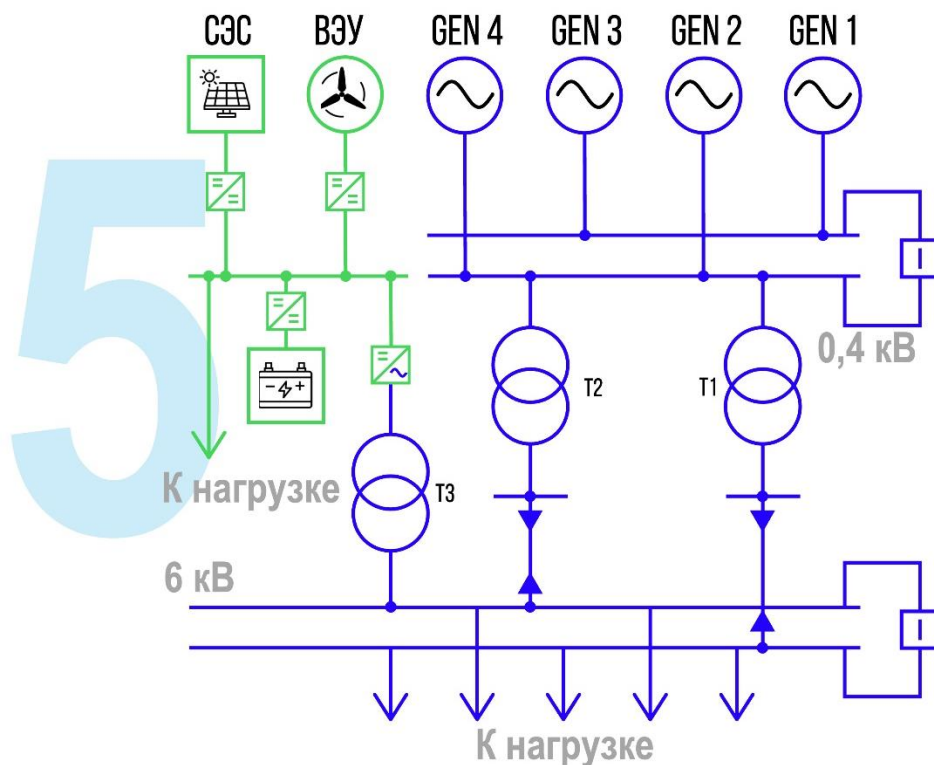


Рисунок 7 – Структурная схема ЭТК с ВИЭ с интеграцией СНЭЭ с использованием DC/DC преобразования и общей для СНЭЭ и ВИЭ шины постоянного тока (составлено автором)

В литературе сдвоенная DC архитектура описывается как конфигурация, где СЭС и СНЭЭ разделяют общую шину постоянного тока, СЭС подключается через DC/DC-MPPT ступень, батарея – через двунаправленный DC/DC [55].

Основные эффекты от подобного структурного подхода можно описать как это сделано в [115]:

1. Снижение числа стадий преобразования. В схеме 5 энергия ВИЭ может идти в СНЭЭ без промежуточного преобразования, что обычно уменьшает суммарные потери и упрощает реализацию MPPT и зарядных стратегий.

2. Снижение влияния высокочастотных флуктуаций генерации ВИЭ на ДГУ. Регулирование напряжения в шине постоянного тока и управление потоками через DC/DC-звенья позволяют использовать шину постоянного тока как буфер, снижая требования к регулированию частоты ДГУ на малых временных отрезках.

Отметим, что в реалиях рассматриваемых ЭТК применение схемы 5 может быть ограничено крайне высокими капитальными затратами в случае модернизации. Данную меру повышения энергоэффективности стоит рассматривать на стадии проектирования систем энергообеспечения предприятий, объектов социальной сферы и жилых/офисных зданий.

1.1.3 Технологические меры повышения энергетической эффективности

К технологическим мерам повышения энергетической эффективности автономных ЭТК отнесены меры, реализуемые без принципиального изменения архитектуры системы электроснабжения и направленные на: снижение расхода топлива, уменьшение эксплуатационных затрат, ограничение пиков мощности, повышение доли использования ВИЭ и улучшение режимной управляемости за счёт совершенствования алгоритмов управления, средств наблюдаемости и обработки данных.

В современной литературе такие меры рассматриваются как составная часть систем энергоменеджмента (EMS), стратегий управления спросом (DSM) и систем управления автономными ЭТК на основе данных (data-driven методы).

По функциональному признаку технологические меры для автономных ЭТК целесообразно разделить на пять групп:

1. Повышение наблюдаемости и качества данных;
2. Оптимизация режимов ДГУ, ВИЭ и СНЭЭ;
3. Управление спросом на электроэнергию;
4. Регулирование отдельных энергоёмких электроприёмников;
5. Краткосрочное прогнозирование нагрузки и генерации.

Первая группа мер связана с повышением цифровой наблюдаемости в автономных ЭТК. Качество управления в автономных ЭТК определяется полнотой и согласованностью временных данных о нагрузке, генерации, состоянии СНЭЭ и внешних факторах. В обзоре [100] прямо указано, что система управления имеет множество входных параметров: величина нагрузки, мощности генерации распределённых источников, метеорологические факторы и, при наличии, ценовые сигналы – и использовать эти данные можно для выработки управляющих воздействий на основе решения оптимизационных задач минимизации стоимости электроэнергии.

Вторая группа мер – оптимизация режимов генерирующего оборудования и СНЭЭ. Для автономного ЭТК с ДГУ, ВИЭ и СНЭЭ задача управления сводится к координации нескольких ресурсов с различными параметрами манёвренности и ограничениями. Современные обзоры [19, 41] показывают, что целевые функции систем управления автономными ЭТК с гибридной генерацией, как правило, многокритериальны и включают одновременно эксплуатационные затраты, надёжность, устойчивость, эмиссии парниковых газов и соблюдение режимных ограничений. При этом стохастичность ВИЭ и неопределённость нагрузки считаются главными факторами, усложняющими диспетчеризацию и делающими необходимым переход от статических методов расчёта управляющих сигналов к прогнозно-оптимизационным и алгоритмам на основе данных [24].

Третья группа мер – управление спросом на электроэнергию. Для автономных ЭТК эта мера представляет практический интерес по двум причинам: управление нагрузкой непосредственно влияет на требуемый резерв мощности и режим работы ДГУ; при наличии ВИЭ и СНЭЭ оно позволяет управлять режимами СНЭЭ во времени. По результатам [123], интеграция информационных потоков

данных и агрегирование гибких нагрузок являются центральными механизмами развития управления спросом в промышленности [9, 89].

Количественные результаты применения управления спросом на электроэнергию в литературе показывают, что технологические меры способны давать заметный эффект даже без структурной модернизации ЭТК. Так, для объекта финской целлюлозно-бумажной промышленности [18] показано, что сценарии смещения нагрузок позволяют снизить максимальную электрическую нагрузку до 30 % и уменьшить операционные затраты на 6 %. Для автономных ЭТК с солнечной генерацией [42] развёртка технологии управления спросом на электроэнергию привела к снижению уравниваемой стоимости электроэнергии на 45,8 % для бытовой категории нагрузки и на 20,7 % для промышленной нагрузки по сравнению с базовым сценарием. Эти результаты нельзя напрямую переносить на любой автономный ЭТК, однако они подтверждают общий вывод: управление спросом даёт измеримый технико-экономический эффект и должно рассматриваться как полноценная технологическая мера.

Четвёртая группа мер связана с управлением отдельными электроприёмниками и локальными технологическими режимами. Для автономного ЭТК важна возможность выделить управляемую часть нагрузки, определить допустимые границы её изменения и встроить её в общий контур EMS. В современных обзорах [19, 41, 123] именно классификация промышленных нагрузок и моделирование технологических ограничений рассматриваются как необходимое условие практической реализации управления спросом.

Пятая группа мер – прогнозирование нагрузки и генерации. Для автономных ЭТК краткосрочный прогноз выполняет не только информационную, но и управляющую функцию, поскольку от его точности зависят решения о составе включённых ДГУ, об алгоритме управления СНЭЭ и активации DSM. В обзоре [39] указано, что краткосрочный прогноз нагрузки оказывает влияние на эффективность применяемых стратегий энергоэффективности.

Из рассмотренных технологических мер наибольшее значение имеют три: повышение наблюдаемости, управление спросом и прогнозно-аналитическая обработка временных данных.

Дальнейшее рассмотрение технологических мер в отрыве от анализа временных рядов представляется недостаточным. Для обоснования алгоритмов управления спросом необходимо формализовать структуру временных данных автономного ЭТК с гибридной генерацией, определить применимые методы их предобработки, декомпозиции и группировки.

1.2 Обзор методов анализа временных рядов в электроэнергетике

Временные ряды в электроэнергетике принципиально отличаются от иных временных рядов тем, что их структура определяется физическими законами и режимами работы электротехнического комплекса: оперативными переключениями, ограничениями по потокам мощности в ветвях и по напряжению в узлах, а также технологическими циклами потребителя.

В автономных ЭТК временные данные формируются одновременно на нескольких уровнях и отражают как энергетический баланс (аналоговые каналы), так и режимные события (дискретные каналы) [37].

Рассмотрим типовые источники данных в привязке по элементам электротехнических комплексов, собранные в таблице 1.

Такое многоуровневое происхождение рядов задаёт ключевые свойства данных, критичные для дальнейшего анализа:

- **конфигурационная нестационарность**: меняются состав нагрузки, структура сети (коммутация секций/фидеров), доступность ВИЭ и резервирование ДГУ, что приводит к смене статистики рядов;
- **разнородность временного шага**: от миллисекундных/ секундных событий РЗА и телеметрии до 15-60 минутных профилей АСКУЭ; при этом несогласованность временных меток и пропуски связи являются нормой;

Поэтому выбор математических методов должен выполняться исходя из роли метода в алгоритме управления спросом и требований к устойчивости, интерпретируемости и вычислительной реализуемости.

Таблица 1 – Источники временных данных автономного электротехнического комплекса (по данным автора)

Элемент ЭТК/ система	Уровень	Средство измерения	Измеряемые величины	Шаг	Ограничения	Роль в алгоритме управления спросом
Генерация (ДГУ, СЭС, ВЭС)						
ДГУ	АСУ ДЭС	контроллер (система возбуждения), измерительные трансформаторы	$P, Q, U, I, f, \cos\varphi$, нагрузка %, расход топлива / уд.расход	1-10 с/ 1 мин	переключения режимов, возможны пропуски при авариях, несогласованность временных участков	выделение режимов ДЭС, оценка стоимости/ограничений, ограничения DR по генерации
Шины 6 кВ	SCADA/ РЗА	ТТ/ТН, регистратор аварийных событий	$U, I, P/Q$ по секциям, f , статусы выключателей, события РЗА	5 мс- 10 с 1 мин	несинхронность событий и телеметрии, редкие выбросы при переключениях	разметка режимов и событий, изменение профилей по фидерам
СЭС (панели и инверторы)	EMS/лог	инверторы/SCADA	$P_{dc}/P_{ac}, Q, U, I, \cos\varphi$, ограничение мощности, аварии, температура	1–10 с/ 1 мин	пропуски связи, отсутствие синхронизации	идентификация режима, выделение вклада ВИЭ в генерацию, оценка доступной гибкости со стороны генерации
ВЭС	контроллер ВЭС/ SCADA	контроллер, метеостанция	P_{ac}, Q, U, I , статусы, скорость ветра	1-10 с/ 1 мин	высокая вариативность	выделение стохастической компоненты, влияние на режим ДГУ и необходимость резерва
Метеостанция (для СЭС/ВЭС)	Датчики	термометр, гидрометр, ареометр, инсоляция	GHI/POA, t° , скорость и направление ветра, p , %	1- 10 мин	несинхронность, большое количество каналов предполагает снижение частоты и увеличение шага	объяснение сезонности/остатка, повышение устойчивости ЭТК в разрезе сезонности

Продолжение Таблицы 1

Распределение (6 кВ, 0.4 кВ, линии, ТП)						
Фидеры 6 кВ	SCADA/ измерения на фидерах	ТТ/ТН, терминалы РЗиА	P, Q, U, I по фидеру, токи КЗ/события	1-10 с / 1 мин	выбросы при коммутации, отличие каналов сбора данных по отдельным фидерам	выделение топологических режимов, локализация источника изменения профиля
ТП 6/0,4 кВ	АСКУЭ/ SCADA	счётчики на НН, измерители	энергия/мощность по вводам, $\cos\varphi$	30-60 мин / 1 мин	агрегация скрывает единичные события, квантование	профилирование потребления по объектам, сегментация для адресного DR
Потребление (ВРУ, цеха, агрегаты)						
Вводы 0,4 кВ (ВРУ объектов)	АСКУЭ/ AMI	многотарифные счётчики	W, P , иногда Q, U	15-60 мин	пропуски, сдвиги времени, большой шаг и невозможность привести к шагу фидера	суточные типовые профили
Крупный электропривод / технолог. агрегаты	АСУ ТП/Иот	PLC, частотные преобразователи	P, I , скорость/момент, режим	0,1-1 с / 1-10 с	режимные скачки, дрейф данных с датчиков, возможные помехи	кластеризация режимов работы оборудования, извлечение управляемой части нагрузки
События тех. процесса	MES/ журналы	MES/SCADA logs	метки событий, режимы производства	события	неполные журналы, разный формат	объяснение нестационарности и группировка профилей по причинам, а не только по форме
Системный уровень (энергобаланс, режимные ограничения, показатели эффективности)						
Системный баланс ЭТК (P_{gen}, P_{load} , потери)	расчётный слой EMS/ SCADA	вычисляемые показатели	баланс мощностей, доля ВИЭ, резерв, ограничения	1–5 мин	ошибки при неполном покрытии измерений	Расчёт комплексных показателей энергетической эффективности
Топливная система / стоимость	журналы ДЭС	расходомеры/учёт	расход топлива, цена, удельный расход	1-60 мин	разрывы, ручной ввод	привязка DR и экономическое обоснование применения DR

С позиции алгоритма управления спросом обработка временных данных представляется как последовательность шести взаимосвязанных этапов (рисунок 8).



Рисунок 8 – Типовая последовательность реализации алгоритма управления спросом (составлено автором)

Помимо группировки методов по их месту в алгоритме управления спросом, математические методы анализа временных рядов подразделяются по принципу их функционала:

- методы разложения (тренд-сезонность-шум, STL/ETS и др.) – могут быть использованы как на этапе предобработки исходных сигналов, так и на этапе глубокого анализа;
- методы группировки и сегментации (кластеризация рядов или их признаков, выявление типовых профилей) – используются в основном на этапе постобработки сигнала, однако также встречаются в процессе предварительного анализа (подобие временных рядов для упрощения расчётов);
- методы предобработки, сглаживания и фильтрации (скользящие средние, экспоненциальное сглаживание, цифровые фильтры) – могут быть использованы в качестве создания дополнительных признаков исходного сигнала, а также в процессе очистки от шумовых компонент;
- методы преобразований и представления (Фурье/вейвлет-преобразования);
- модели статистического прогнозирования (ARIMA/SARIMA, состояния/Калман, GARCH) – используются как на этапах прогноза потребления электроэнергии, так и на этапах фильтрации векторов исходных данных;

- методы машинного обучения и глубокого обучения (деревья/бустинг, RNN/LSTM/Transformer) – могут использоваться на любом из этапов реализации алгоритма управления спросом;
- методы обнаружения изменений и аномалий (change-point, outlier detection);
- методы оценки причинно-следственных эффектов и интервенционного анализа (динамические регрессии и др.).

В разделе будут описаны и приведены современные труды, использующие группы математических методов в порядке их появления в алгоритме управления спросом, описанном в диссертации: методы предобработки временного ряда, его разложения и группировки/кластеризации.

1.2.1 Методы предобработки и фильтрации данных

Предобработка временных рядов потребления ЭЭ и прочих измерений в решении задач электроэнергетики является определяющим этапом, формирующим: корректность статистических выводов, качество извлекаемых признаков и воспроизводимость результатов декомпозиции, кластеризации и последующих шагов.

На практике предобработка включает: аудит качества данных, обработку пропусков и выбросов, фильтрацию/сглаживание, нормализацию, синхронизацию по времени и формирование информативного признакового пространства.

Сначала выполняется предварительный анализ корреляций (между каналами и внешними факторами), далее применяются другие операции. Стоит отметить, что применение фильтрации и сглаживания исходных данных, особенно в случае наличия шумов может приводить к ухудшению воспроизводимости [111].

1.2.2 Методы декомпозиции временных рядов

Среди известных методов разложения временных рядов в задачах электроэнергетики встречаются следующие:

- преобразование Фурье (Fourier transform – FT);
- сингулярное разложение (Singular Value Decomposition – SVD);
- разложение сигнала на эмпирические моды (Empirical Mode Decomposition – EMD);

- многомасштабное сингулярное разложение (Multi-scale Singular Value Decomposition – MSVD) [56, 70];
- вариационное разложение моды (Variational Mode Decomposition – VMD);
- преобразование Гильберта-Хуанга (ННТ).

SVD – основополагающий метод линейной алгебры, который позволяет разложить матрицу на три составляющие матрицы, выявляя внутренние свойства исходной матрицы.

EMD – метод, основанный на данных, который разбивает сигнал на собственные моды (IMF), которые отражают различные частотные компоненты сигнала, не полагаясь на заранее определённые базисные функции.

VMD – относительно новый метод, направленный на разложение сигнала на набор ограниченных по частотной полосе собственных модовых функций.

ННТ объединяет EMD и преобразование Гильберта для обеспечения временно-частотного анализа сигналов. Применяя преобразование Гильберта к IMF, полученным с помощью EMD, ННТ генерирует спектр Гильберта, который показывает мгновенное распределение частоты и энергии сигнала во времени.

Для профилей потребления ЭЭ с выраженной календарной сезонностью в практике также часто используются STL/ETS-семейства; в настоящей работе акцент сделан на методах матричного разложения, так как далее паттерны извлекаются на основе компонент разложения и их последующую кластеризацию.

В рамках диссертационного исследования был проведён анализ применимости ряда популярных методов, описанных выше, в тех или иных сферах электроэнергетики: от планирования режимов до оценки качества ЭЭ. Результаты анализа сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Методы декомпозиции сигнала в разрезе решения задач электроэнергетики (по данным автора)

Метод	Устойчивость при нестационарности	Устойчивость при выбросах	Вычислительная стоимость	Интерпретируемость	Гиперпараметры	Кейсы	Риски
FT	+/-	–	Низкая	Средняя (периодики/гармоники)	N – число отсчётов в анализируемом фрагменте $f_s = 1/\Delta t$ – частота дискретизации $\Delta f = f_s/N$ – частотное разрешение	Получение периодик и признаков для задач краткосрочного прогнозирования [117] FFT как оператор спектрально-временного преобразования для прогнозирования SSI [31]	При задержках данных циклические признаки теряют важность FFT диагностирует, но не компенсирует ограничения измерений В задачах высокой неопределённости спектральное преобразование требует надстройки в виде нелинейной модели
SSA/ SVD	+/-	+/-	Средняя	Очень высокая при корректной группировке (тренд/периодики/шум)	L – длина окна	Результат декомпозиции подавался на вход прогнозной LSTM модели с целью повышения устойчивости прогноза к шуму [51] SSA используется как инструмент реконструкции данных при пропуске в исходном временном ряду [32]	Усложнение алгоритма и кратное возрастание вычислительной стоимости При выбросах данных (коммутация большой нагрузки/переключение режимов) возможна потеря устойчивости отдельных компонент

Продолжение Таблицы 2

Метод	Устойчивость при нестационарности	Устойчивость при выбросах	Вычислительная стоимость	Интерпретируемость	Гиперпараметры	Кейсы	Риски
EMD	+	+/-	Средняя	Средняя (IMF интерпретируемы, но не всегда устойчивы)	S_{max} – максимальное число итераций ε_{SD} – порог по критерию остановки $m(\cdot)$ – тип интерполяции огибающей K_{max} – максимальное число IMF	В исследовании [83] EMD применяли к углам напряжения по узлам, чтобы выделить группы шин при решении задач локализации системного возмущения для предотвращения распространения системной аварии EMD используется как инструмент для предобработки осциллограмм в задаче классификации источников гармонических искажений [21]	В статьях указывается на недостаток EMD, связанный с низкой устойчивостью к шуму, который выделялся в отдельную моду При развёртке разработанной программы на реальных данных отмечается смещение классов из-за предобработки методом EMD, при VMD данный риск менее сильно выражен
MSVD	+/-	+/-	Высокая	Средняя	J – число уровней в декомпозиции L_j – длина окна на уровне j r_j – число оставляемых сингулярных компонент на уровне j G_j – правило реконструкции компонент на уровне j	Применяется для снижения шума в задаче определения места повреждения силового кабеля высокочастотным методом [48] Используется для прогнозирования остаточного ресурса Li-ion батарей [36]	Применение метода MSVD в сравнении с EWT даёт преимущество в снижении шума, но при этом кратно снижается быстродействие алгоритма в целом Отмечается высокая чувствительность к настройке гиперпараметров

Продолжение Таблицы 2

Метод	Устойчивость при нестационарности	Устойчивость при выбросах	Вычислительная стоимость	Интерпретируемость	Гиперпараметры	Кейсы	Риски
VMD	+	±	Высокая	Средняя-высокая (узкополосные моды)	K – число мод α – параметр штрафа τ – шаг Лагранжа ϵ – критерий сходимости n_{max} – максимальное число итераций $\omega_k^{(0)}$ – начальные центральные частоты мод	Метод применяется в решении задачи детектирования событий отклонения от нормированного качества электроэнергии [102] Полученные моды прогнозируют отдельно с целью получения более точного и менее вычислительно сложного результата [75]	Риск деградации признаков и IMF при ином спектре помех/измерительных наводках Трудность выбора K (риск получить недо- или переразложение) Чувствительность к шуму/помехам и методу регуляризации
ННТ	+	±	Высокая	средняя (временно-частотная картина полезна, но сложна)	S_{max} – максимальное число итераций ϵ_{SD} – порог по критерию останова $m(\cdot)$ – тип интерполяции огибающей K_{max} – максимальное число IMF f_{max}, N_f – диапазон и число частотных отсчётов	Может быть использован в разработке быстродействующего (1/4 периода послеаварийных данных) алгоритма обнаружения аварийного режима в энергосистеме [104] Метод противопоставляется FT в вопросе определения повреждений в цепях постоянного тока [57]	Деградация результатов при появлении высокочастотного шума в исходных данных Настроенный алгоритм, включающий метод ННТ плохо переносится на реальный объект, необходимо предусматривать адаптивную подстройку гиперпараметров для повышения устойчивости результатов к внешним изменениям

Сопоставление методов по критериям устойчивости к нестационарности и выбросам, вычислительной стоимости, интерпретируемости и наличию настраиваемых гиперпараметров показывает, что ни один из подходов не является универсальным для задач получения паттернов потребления электроэнергии.

Методы спектрального анализа (FFT/FT) обеспечивают низкую вычислительную стоимость и наглядное выявление доминирующих периодик, однако при наличии задержек данных и структурных изменений режимов (коммутации, включение/отключение крупных электроприёмников) их диагностическая ценность не трансформируется в устойчивое выделение паттернов: спектральные признаки чувствительны к пропускам.

Методы модового разложения (EMD/ННТ) и вариационное разложение (VMD) обеспечивают лучшую применимость к нестационарным процессам и формируют временно-частотные представления, однако в прикладных работах подчёркивается их чувствительность к шуму и параметрам декомпозиции, а также риск смещения результатов на реальных данных и увеличение вычислительных затрат при повышении устойчивости.

MSVD даёт выигрыш в шумоподавлении в задачах диагностики, но характеризуется высокой вычислительной стоимостью и повышенной чувствительностью к настройкам по уровням, что усложняет его использование в контуре регулярной оценки паттернов.

В результате в качестве базового метода декомпозиции выбран SSA (основанный на SVD, сингулярный спектральный анализ): он обеспечивает высокую интерпретируемость компонент при корректной группировке, позволяет управлять масштабом выделяемых периодик через параметр окна L , и главное – формирует представление, которое удобно стандартизировать для последующего расчёта различных индексов и показателей.

Таким образом, SSA в работе используется как ключевой этап выделения устойчивых паттернов, обеспечивающих корректную, воспроизводимую и эксплуатационно интерпретируемую оценку потенциала при внедрении технологии управления спросом на ЭЭ.

1.2.3 Методы кластеризации данных

Кластеризация – базовая парадигма обучения без учителя, применяемая для выделения структуры в больших массивах наблюдений. Наблюдениями могут быть данные энергосистем и показатели потребления электроэнергии.

В электроэнергетике кластеризация связывается с:

- построением типовых профилей нагрузки для планирования энергосистем и тарифного регулирования;
- сегментацией поведения потребителей с целью выработки индивидуальных стратегий управления полученными сегментами потребителей;
- предварительной группировкой для повышения качества прогнозных моделей;
- оценкой гибкости и адресным направлением сигналов на управление спросом DR.

Современные обзоры [94, 116] подчёркивают, что, несмотря на рост числа более нагруженных и математически сложных вариантов кластеризации (глубокая кластеризация, графовые/спектральные методы, ансамбли), в прикладных работах доминирует относительно небольшой набор алгоритмов: k-means (и вариации), нечеткие методы (FCM/нечеткий k-means), агломеративная иерархическая кластеризация (АНС), плотностные методы семейства DBSCAN и модельно-ориентированные подходы (например, GMM – модель гауссовой смеси).

Ключевые семейства алгоритмов, наиболее релевантные в задачах электроэнергетики, удобно классифицировать следующим образом: центроидные (k-means, k-medoids, нечеткий c-means (FCM) и аналогичные варианты); иерархические (агломеративные методы); плотностные (DBSCAN и варианты); модельные/распределительные (GMM и латентно-классовые модели); спектральные и методы обучения (спектральная кластеризация и глубокая кластеризация).

Среди наиболее часто встречаемого в литературе сценария применения методов кластеризации – построение типовых профилей нагрузки. Суточные или сезонные формы графиков потребления группируют в небольшое число

репрезентативных профилей, что повышает интерпретируемость решений по планированию, тарифному регулированию и выбору участников DR. В статье [34] в результате эмпирических сравнений на данных примерно 1 000 домохозяйств показано преимущество k-means для рассматриваемой задачи профилирования, но вывод критически зависит от процесса предобработки и оценки.

В задачах построения поведенческих признаков (время пика, сезонность, вариативность и др.) и при выполнении кластеризации в пространстве признаков, сегментация поведения потребителей может выходить за рамки работы с не предобработанными профилями нагрузок. В этой части задач модельные методы (включая GMM) могут быть предпочтительны, так как лучше описывают гетерогенность и вероятностную принадлежность; пример – сегментация пользователей смарт-счётчиков в [54] происходит именно при помощи метода GMM.

Адресация DR и построение кластеров гибкости всё чаще опирается на предметные метрики, которые не отражаются обычными индексами. Например, в работе [95] по адресному DR для автономных электротехнических комплексов сравнивались k-means, k-medoids и агломеративная кластеризация, а также предлагалась предметная метрика «peak performance score» для выбора кластеров, лучше поддерживающих цели оперативного управления режимами.

При этом отметим, что все упомянутые работы акцентируют внимание на использовании прямой кластеризации профилей для тех или иных целей. В принятом в диссертационном исследовании алгоритме кластеризация используется как метод постобработки результатов предыдущего этапа – SSA анализа. Такой подход в реальных условиях автономных электротехнических комплексов вызывает ограничения, связанные с дрейфом кластеров и конфигурационной нестационарностью: изменение состава нагрузки, смена топологии, изменение технологических режимов приводят к изменению формы профиля даже при сохранении физической природы части процессов. В результате кластеры, построенные по исходным профилям, склонны к нестабильности границ и требуют частого переобучения, а интерпретация переходов между кластерами затрудняется.

В работе выбран подход «декомпозиция + кластеризация компонент», при котором сегментированный профиль представляется суммой компонент, а затем выполняется группировка/кластеризация компонент в устойчивый набор паттернов. Отличие данного подхода от прямой кластеризации профилей заключается в том, что объектом анализа становится не агрегированная форма суточного графика, а семейство компонент, каждая из которых соотносится с определённым масштабом/периодикой/режимом.

Рассмотрим в таблице 3 характеристики различных методов кластеризации в разрезе задачи кластеризации семейства компонент SSA анализа.

Сопоставление алгоритмов кластеризации в контексте автономных ЭТК показывает, что большинство прикладных решений в литературе ориентировано на кластеризацию исходных суточных профилей (или их прямых производных) и применяется для задач тарифной сегментации, снижения количества сценариев неопределённостей ВИЭ и ускорения оптимизационных расчётов. Однако для целей управления спросом на ЭЭ и расчёта индекса потенциала управления спросом (ИПУС или DR PI, индекс будет раскрыт далее) ключевым объектом является не агрегированная форма профиля, а структура его колебательных компонент: периодики, амплитудные характеристики, вклад в энергию и устойчивость этих характеристик при дрейфе режима.

В результате прямой подход кластеризации оказывается ограниченным: он смешивает в одной метрике расстояния разные причины вариативности, что снижает устойчивость кластеров и затрудняет интерпретацию кластеров. Напротив, кластеризация декомпозированных компонент переводит задачу в пространство более однородных сущностей, где критерии близости могут быть заданы через физически осмысленные признаки, а алгоритмы кластеризации применяются для построения словаря паттернов компонент и контроля их дрейфа.

Таблица 3 – Методы кластеризации в разрезе решении задач электроэнергетики (составлено автором)

Метод	Устойчивость к дрейфу	Устойчивость к аномальным модам	Вычислительная стоимость	Интерпретируемость	Гиперпараметры	Кейсы	Риски
k-means	+/-	–	Низкая	Высокая (центроиды в пространстве признаков, простые правила)	k – число кластеров n_{init} – число перезапусков max_iter – максимум итераций $tol(\epsilon)$ – критерий остановки $d(\cdot, \cdot)$ – метрика расстояния	k-means может использоваться для сегментации суток на 3 периода: пик-полупик-ночь, однако для этого необходимо заранее тонко настраивать гиперпараметры [80] Метод используется в качестве быстрого способа снижения размерности оптимизационной задачи в вопросе прогнозирования генерации ВИЭ в автономном ЭТК [78]	Нужно задавать k и выбранное k часто привязано к регламенту аномальная мода может сместить центроид, особенно если признаки включают энергию или вклад
k-medoids	+/-	+	Средняя-высокая	Высокая (медоиды – моды; легко объяснять)	k – число кластеров $d(\cdot, \cdot)$ – метрика расстояния max_iter – максимум итераций s – размер подвыборки	Снижение количества сценариев для планирования ВИЭ/нагрузки [33] Кластеризация неопределённостей для вероятностного анализа режимов [108]	Набор кластеров может меняться при добавлении новых данных, необходима стратегия обновления данных Высокая зависимость от выбранной метрики расстояния

Продолжение Таблицы 3

Метод	Устойчивость к дрейфу	Устойчивость к аномальным модам	Вычислительная стоимость	Интерпретируемость	Гиперпараметры	Кейсы	Риски
FCM	+/-	+/-	Средняя	Средняя (нечёткая принадлежность удобна при миграции мод)	k – число кластеров m – fuzzifier (показатель нечёткости) $\max_iter$ – максимум итераций $tol(\varepsilon)$ – критерий остановки $d(\cdot, \cdot)$ – метрика расстояния	FCM для классификации потребителей в автономном ЭТК при отсутствии измерений, обратная задача по синтезу графиков [82] Метод показал существенный выигрыш по времени при относительно малой ошибке метрики надёжности в сравнении с АНС [79]	Чувствительность к признакам и числу кластеров Риск смещения паттернов из-за выбора доминирующей моды кластера Риск сгладить редкие критические режимы автономной системы
GMM	+/-	+/-	Средняя-высокая	Средняя (вероятности/ковариации интерпретируемы, но менее наглядны)	k – число компонент смеси $covariance_type$ – тип ковариации $reg_covar(\lambda)$ – регуляризация ковариаций $\max_iter$ – максимум итераций $tol(\varepsilon)$ – критерий остановки	Сегментация типичного суточного профиля на зоны через soft-кластеризацию (GMM) для регулирования тарифов [35] Применяется для построения набора типичных суточных сценариев с метриками, лучше, чем у k-means [49]	Возможное вырождение ковариаций и нестабильность на шумных данных При слишком большом числе типичных сценариев (количестве кластеризуемых элементов) резко падает скорость решения

Продолжение Таблицы 3

Метод	Устойчивость к дрейфу	Устойчивость к аномальным модам	Вычислительная стоимость	Интерпретируемость	Гиперпараметры	Кейсы	Риски
АНС	+/-	+/-	Высокая	Высокая (дендрограмма, многоуровневые группы)	k – число кластеров $d(\cdot, \cdot)$ – метрика расстояния linkage – критерий связи	Используется для оптимизации уставок релейной защиты при нескольких сценариях работы автономного ЭТК [103] АНС для получения типичных сценариев работы ЭТК в условиях нестационарности данных [62]	Высокая зависимость результата от метрики и linkage, без её фиксации – низкая воспроизводимость Для больших наборов данных резко возрастает стоимость вычислений, что ограничивает применимость в онлайн-режиме
HDBSCAN	+	+	Высокая	Средняя (есть шумовой класс и устойчивые кластеры, но сложно объяснить границы)	m_{cs} – минимальный размер кластера m_s – жёсткость к шуму $d(\cdot, \cdot)$ – метрика расстояния cluster_selection_method – выбор кластеров из иерархии плотности ϵ – доп. порог для слияния/разделения кластеров	HDBSCAN используется для кластеризации погодных режимов и выделения незначительных погодных паттернов с целью увеличения качества прогноза генерации ВИЭ в автономном ЭТК [67] применяется для группировки EMD компонент разложения по признаку сложности для данных генерации ветроэнергетической установки в условиях автономного ЭТК [119]	Возможна фрагментация кластеров или их смешение при смене масштаба признаков Границы кластеров не так наглядны, как у центроидных методов Для компонент разумно ограничивать пространство признаков по причине возникновения неустойчивых кластеров в условиях большого количества признаков

Таким образом, для рассматриваемой задачи выделения паттернов электропотребления в автономных ЭТК и последующего расчёта DR PI обоснован двухэтапный подход: на первом этапе выполняется декомпозиция временного ряда, на втором этапе проводится кластеризация компонент в пространстве признаков с учётом требований устойчивости к дрейфу и наличия аномальных мод.

1.3 Современные методы управления электропотреблением

Управление спросом на электроэнергию является одной из главных технологий в концепции интеллектуальных электрических сетей, как основное средство интеграции распределённой энергетики и ВИЭ в общую структуру энергобаланса [66].

Разделим понятия Demand-Side Management и Demand Response. Demand-Side Management (DSM) – термин, определяющий комплекс технологий, обеспечивающий мероприятия по управлению нагрузкой для достижения обозначенных в стратегии целей. Так, например, на рисунке 8 показана структура типового алгоритма DSM: от прогнозирования потребления ЭЭ до получения обратной связи по перенесённым или отключённым нагрузкам в каждый момент времени [127].

DSM – комплекс информационных и цифровых технологий, а также программные и аппаратные средства, направленный на повышение эффективности процесса передачи, распределения со стороны ЭТК и потребления ЭЭ со стороны нагрузки. Преимуществом DSM является гибкость горизонта планирования в зависимости от цели внедрения технологии: повышение энергетической безопасности (стратегическое планирование), сдерживание роста стоимости электроэнергии и снижение воздействия на окружающую среду, а также интеграция распределённых энергоресурсов (ситуационное планирование) и др.

Demand Response (DR) – термин, обозначающий непосредственно управляющее воздействие на нагрузку, новый профиль потребления, результат работы DSM алгоритма. DR является частью DSM.

На данный момент обоснованы два основных принципа формирования DR: с одной стороны – программы с прямыми выплатами участникам, меняющим спрос

по управляющему запросу (релевантно для частных потребителей); с другой – ценовые сигналы и тарифы для стимулирования потребителей к изменению потребления.

На рисунке 9 представлена роль DSM в управлении энергосистемами и автономными ЭТК в качестве мероприятия по повышению энергоэффективности.

Кривые экономического и энергетического эффекта имеют разный характер. Большее приращение экономического эффекта с увеличением горизонта планирования связано с учётом внедрения технологий энергоэффективности в том числе на этапе планирования и строительства генерирующих мощностей [26, 87].

Классифицируем различные подходы к DSM в автономных ЭТК по нескольким классификационным признакам: по механизму (стимулу) воздействия на потребителя, по способу воздействия на нагрузку, по степени автоматизации, по архитектуре управления и по цели реализации.

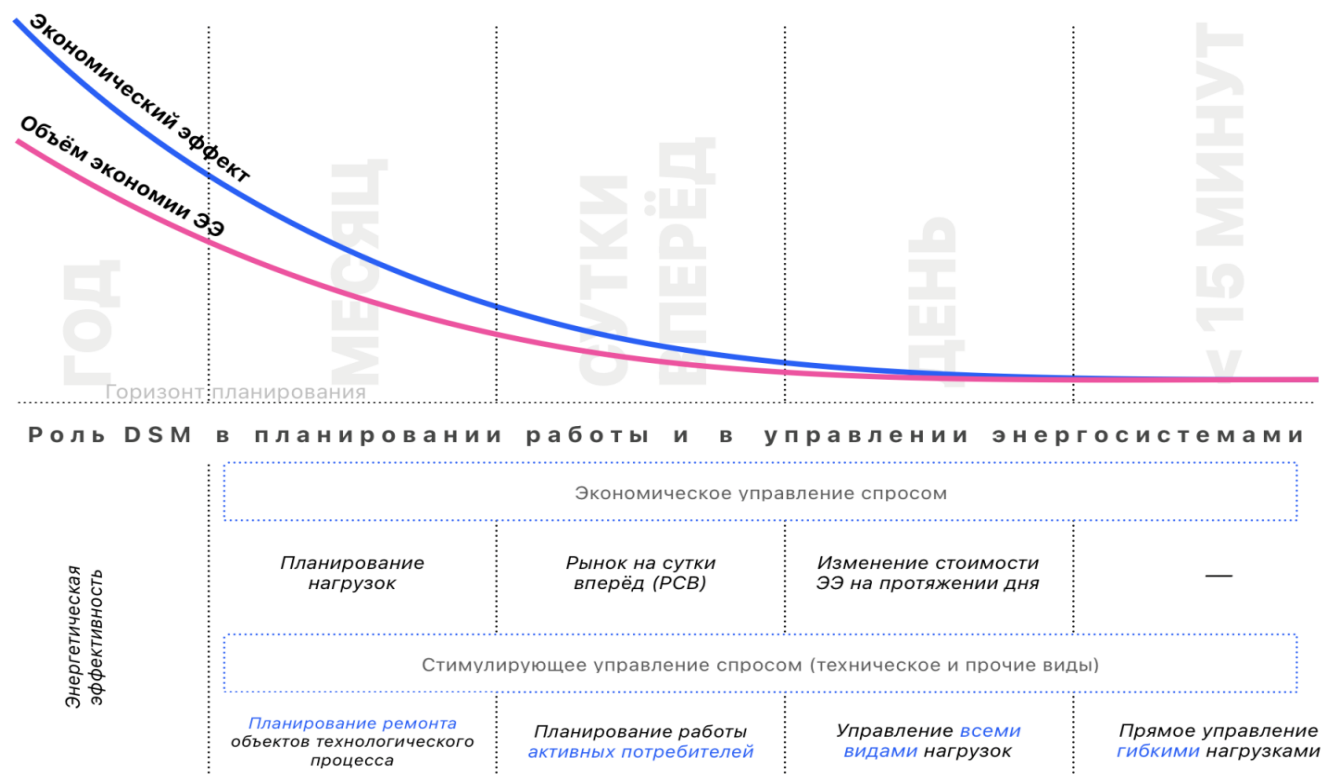


Рисунок 9 – Влияние DSM на эффективность функционирования ЭТК
(составлено автором)

Распределение подходов по пяти классификационным признакам сведём в диаграмму на рисунке 10 и представим в виде пояснений далее.



Рисунок 10 – Подходы к управлению спросом (составлено автором)

Ценовое управление спросом – управление через тариф или внутренний ценовой сигнал. В автономных ЭТК с гибридной генерацией это обычно ценообразование в режиме реального времени, тарификация времени использования (анг. – time-of-use – TOU) или иной расчёт цены. Такой подход широко используется в случаях, когда нагрузка описывается через ценовую эластичность кривой спроса и предложения.

Стимулирующее управление спросом – воздействие через прямое вознаграждение или стимул за снижение или перенос нагрузки.

Прямое управляющее воздействие – диспетчерское ограничение или включение/отключение определённых групп нагрузки. Для автономных ЭТК с гибридной генерацией этот подход типичен, поскольку используется скорее для поддержания режима (частоты, напряжения и баланса мощности).

Гибридное управление спросом на ЭЭ – комбинация ценового, стимулирующего и прямого управления.

Ограничение потребления – полное или частичное ограничение потребления ЭЭ в ответ на сигнал DR. Это наиболее прямой инструмент для аварийных режимов, а также для резервирования мощности в автономных ЭТК с гибридной генерацией.

Перенос потребления во времени без обязательного снижения суточной энергии. Для автономных ЭТК с гибридной генерацией это один из самых типичных режимов, так как позволяет согласовывать нагрузку с профилем ВИЭ и состоянием СНЭЭ.

Изменение уставок – плавное изменение мощности, например, системы отопления или кондиционирования, насосы, компрессоры, регулируемый привод.

Целенаправленное увеличение потребления чаще всего реализуется в периоды профицита ВИЭ или в часы низкой нагрузки в энергосистеме. Реализуется при помощи: заряда СНЭЭ, электромобилей, включения отложенных процессов.

Ручное управление спросом – решение принимает оператор или потребитель вручную после сигнала. Для автономных ЭТК с гибридной генерацией применяется ограниченно, обычно как базовый или резервный режим.

Полуавтоматическое управление спросом – система формирует рекомендацию или план, но финальное подтверждение остаётся за человеком или локальным оператором.

Автоматическое управление – команды формируются и исполняются автоматически через EMS или контроллеры нагрузки. Для автономных ЭТК с гибридной генерацией это доминирующий подход, поскольку он обеспечивает требуемую скорость реакции и воспроизводимость.

Централизованное управление – EMS или центральный контроллер нагрузки принимает решения по всем ресурсам и потребителям.

Децентрализованное управление – локальные контроллеры нагрузок принимают решения без центрального координатора, используя локальные измерения или ограниченный обмен информацией.

Распределённое управление – несколько агентов координируют решения через обмен сообщениями; типично для ADMM/MAS-подходов.

Иерархическое управление – первичный, вторичный, третичный уровни по топологии энергосистемы или разбиение на уровни в масштабе времени: 15 минут, сутки, сутки вперёд.

Экономическое управление спросом – снижение операционных затрат на эксплуатацию автономных ЭТК с гибридной генерацией.

Снижение максимумов нагрузок – снижение требуемой резервной мощности и минимизация установленных мощностей при капитальном строительстве.

Интеграция ВИЭ – согласование нагрузки с генерацией ВИЭ.

Поддержание устойчивости – поддержание частоты, напряжения, балансов мощности. Для автономных ЭТК с гибридной генерацией это часто основная цель.

Снижение выбросов за счёт уменьшения работы дизелей и лучшего использования ВИЭ и СНЭЭ.

1.4 Выводы по главе 1 и постановка задач исследования

На основе проведённого анализа современной научной литературы и обобщения полученной информации были получены следующие выводы:

1. Выполнен анализ современных тенденций повышения энергетической эффективности предприятий и показано, что для ИТТ, где электроснабжение осуществляется автономными электротехническими комплексами с гибридной генерацией, задача повышения эффективности имеет не только экономическое, но и режимное значение. Для таких ЭТК снижение расхода топлива, повышение надёжности электроснабжения, рост доли использования ВИЭ и снижение числа неэффективных режимов работы генерирующего оборудования должны рассматриваться как взаимосвязанные цели управления.

2. Установлено, что применяемые меры повышения эффективности автономных ЭТК целесообразно разделять на структурные и технологические. Структурные меры связаны с изменением архитектуры комплекса, интеграцией ВИЭ и СНЭЭ, изменением числа стадий преобразования и конфигурации шин; технологические меры реализуются за счёт совершенствования управления, цифровой наблюдаемости, прогнозирования и управления спросом. Показано, что при меньшей капиталоемкости технологические меры позволяют воздействовать на эксплуатационные затраты, пиковую мощность, загрузку ДГУ, режимы использования ВИЭ и СНЭЭ, что делает их приоритетными для дальнейшей разработки в рамках диссертации.

3. Проведён анализ существующих комплексных показателей эффективности, применяемых в задачах управления автономными ЭТК. Показано, что на технологическом уровне такие показатели отражают энергетические свойства оборудования, на операционно-экономическом уровне – интегральные эксплуатационные затраты, а на системном уровне – многокритериальные функции, включающие стоимость генерации, деградацию накопителей, выбросы, ограничение выдачи мощности ВИЭ и затраты на реализацию DSM. Вместе с тем установлено, что существующие KPI ориентированы преимущественно на оценку результата уже заданной стратегии управления, а не на предварительную количественную оценку самого потенциала управления спросом.

4. По результатам анализа литературы и существующих постановок задач установлено, что на настоящий момент отсутствует универсальный инструмент количественной оценки потенциала применения технологии управления спросом на электроэнергию в автономных ЭТК с гибридной генерацией. Существующие подходы не обеспечивают расчёт интегральной оценки, позволяющей заранее судить о величине доступного ресурса управления спросом и использовать эту оценку в процедурах планирования и диспетчеризации.

5. Показано, что задача оценки потенциала управления спросом не сводится к анализу усреднённых суточных графиков нагрузки или к статическому выделению переносимых электроприёмников. Для автономных ЭТК с гибридной генерацией требуется учитывать изменчивость режимов во времени, структуру колебательных компонент графика нагрузки, технологические циклы электроприёмников, влияние внешних факторов, а также возможность расширения доступного ресурса управления в моменте за счёт локальной генерации, перераспределения питания по шинам, изменения маршрута мигрирующих нагрузок и иных режимных воздействий. Это обосновывает необходимость перехода от качественного описания потенциала от внедрения технологии управления спросом на ЭЭ к его формализованной количественной оценке.

6. Установлено, что существующие нормативные и прикладные подходы к описанию электрических нагрузок в электроэнергетике ориентированы

преимущественно на задачи надёжности электроснабжения, теплового режима и конструктивных характеристик оборудования и не формируют достаточной базы для классификации электроприёмников с позиции управления спросом. Следовательно, для автономных ЭТК отсутствует классификационный аппарат, который одновременно учитывал бы физико-технологические ограничения электроприёмников, длительность и характер их циклов, допустимую глубину и дальность переноса нагрузки, а также связь указанных ограничений с режимом энергосистемы.

7. Показано, что эффективная реализация DSM в автономных ЭТК требует использования временных рядов как основного носителя информации о режиме работы комплекса. Временные данные автономных ЭТК имеют многоуровневое происхождение, характеризуются разнородностью шага дискретизации, наличием пропусков, событийной несинхронностью и конфигурационной нестационарностью. Вследствие этого прямой анализ исходных профилей потребления без выделения их структурных компонент не обеспечивает достаточной устойчивости и интерпретируемости результатов для задач последующей оценки потенциала DSM.

8. Выполнено сопоставление методов предобработки, декомпозиции и кластеризации временных рядов, применяемых в задачах электроэнергетики. Показано, что методы спектрального анализа обладают низкой вычислительной стоимостью, но чувствительны к пропускам и структурным сдвигам; модовые методы обеспечивают работу с нестационарными процессами, однако чувствительны к шуму и параметрам настройки; многомасштабные подходы характеризуются высокой вычислительной стоимостью. На этом фоне обосновано, что методы SVD/SSA обладают наилучшим сочетанием интерпретируемости, воспроизводимости и пригодности к последующей стандартизации компонент, что делает их целесообразными в качестве базы для выделения устойчивых паттернов электропотребления.

9. Установлено, что преобладающая в литературе практика прямой кластеризации суточных профилей нагрузки ограничена в условиях автономных

ЭТК, поскольку не позволяет надёжно разделять различные по физической природе режимы при дрейфе профилей и изменении топологии или состава нагрузки. Обоснована целесообразность двухэтапного подхода, при котором сначала выполняется декомпозиция временного ряда, а затем – кластеризация компонент в пространстве информативных признаков. Такой подход обеспечивает переход от анализа агрегированного графика к анализу семейства паттернов, отражающих масштаб, периодичность и режимную природу отдельных составляющих потребления.

Таким образом, в результате были выявлены научно-технические проблемы повышения эффективности автономных ЭТК с гибридной генерацией, а также проанализированы существующие методы оценки возможностей применения DSM и показано, что в существующем виде они не обеспечивают расчёт потенциала управления спросом ни на предпроектной стадии, ни в контуре оперативного управления. Это определяет актуальность работы и необходимость постановки дальнейших задач исследования, в частности:

- разработать метод выявления индивидуальных особенностей (паттернов) графика нагрузки потребителя для расчёта потенциала применения технологии управления спросом на электроэнергию в автономных электротехнических комплексах с гибридной генерацией.

- обосновать критерий оценки потенциала внедрения технологии управления спросом на электроэнергию в автономных электротехнических комплексах с гибридной генерацией на основе расчёта интегрального коэффициента потенциала управления спросом.

- обосновать классификацию нагрузок с целью её применения в качестве основы для последующей формализации подходов к управлению спросом на электроэнергию.

- оценить технико-экономические показатели эффективности применения разработанного алгоритма управления спросом на электроэнергию на основе предложенной классификации электрических нагрузок.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ СИНГУЛЯРНОГО СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА

За счёт проведённого анализа, методика определения характерных особенностей потребления электроэнергии будет строиться по схеме «декомпозиция + кластеризация». За счёт этого достигаются два практических эффекта, критичных для задач управления спросом на электроэнергию:

1. Повышение устойчивости результатов при дрейфе: при изменении исходного профиля изменяется не вся форма целиком, а изменяются параметры отдельных компонент (амплитуда/частота/вклад), что позволяет либо отнести их к уже существующим паттернам, либо выявить появление нового паттерна как отдельного класса компонент.

2. Сопоставимость на компонентном уровне: прямая кластеризация профилей фактически сравнивает объекты по итоговой форме нагрузки, что смешивает в одном расстоянии разные физические причины. В компонентном представлении становится возможным сравнивать объекты по однородным признакам, например, суточная компонента с суточной компонентой, что повышает устойчивость выявляемых корреляций и облегчает интерпретацию в терминах эксплуатации и гибкости.

Таким образом, научно-практическая новизна выбранного подхода заключается в переносе кластеризации в пространство физически интерпретируемых компонент, снижая чувствительность к агрегированным искажениям профиля и обеспечивая более устойчивое выявление паттернов, используемых далее не для прогноза как самоцели, а для расчёта предложенного в работе интегрального индекса потенциала управления спросом DR PI и поддержки принятия решений по запуску управления спросом на электроэнергию.

2.1 Формализация задачи идентификации паттернов потребления электроэнергии

Паттернами потребления ЭЭ в данной работе называются индивидуальные особенности графика нагрузки потребителя. Так, на месячном графике нагрузок,

представленном на рисунке 11, сходу определяются недельные и дневные периодики, однако для целей управления спросом такое визуальная оценка не обеспечивает количественного описания потребителя.

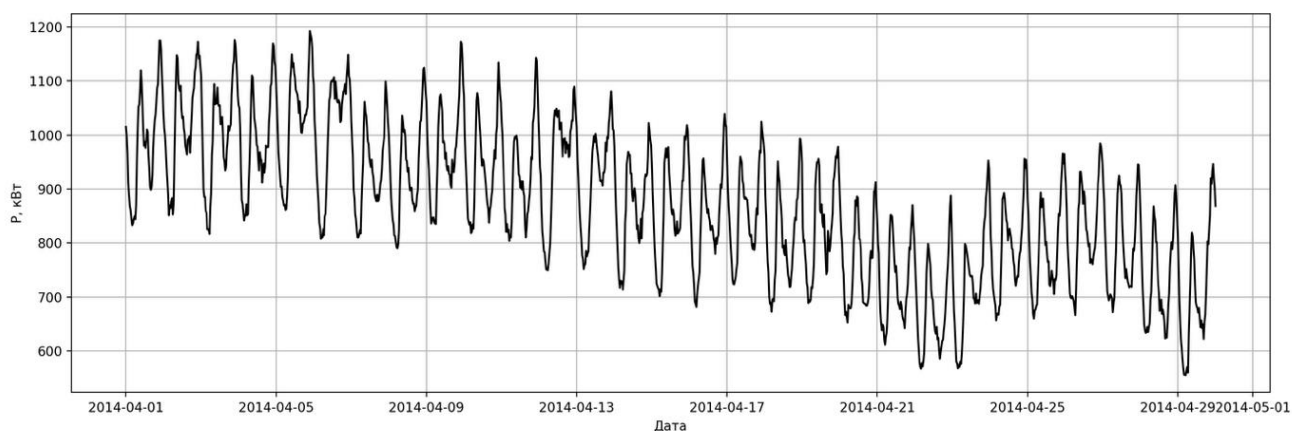


Рисунок 11 – График электрических нагрузок одного из рассматриваемых фидеров
(составлено автором)

В рассматриваемом примере потока данных (в данном случае – потребление ЭЭ) частота дискретизации/усреднения равняется 30 минутам, что позволяет теоретически определять часовые периодики.

Идентификация паттернов потребления ЭЭ необходима для того, чтобы полученные индивидуальные особенности графика потребления ЭЭ использовать далее при расчёте индекса потенциала управления спросом (*DR PI – demand response potential index*). Данный индекс, разработанный автором, отражает потенциал внедрения технологии управления спросом на ЭЭ. Порядок расчёта приведён в подразделе 2.5. По результатам расчёта данного интегрального индекса принимается решение о запуске или не запуске алгоритма работы управления спросом (см. разработанную автором архитектуру системы DSM с учётом классификации нагрузок в Приложении А).

Таким образом, задачу идентификации паттернов потребления ЭЭ можно представить, как представлено в [5], следующим образом:

1. Рассматривается дискретный временной ряд потребления ЭЭ отдельно взятого фидера или электроприёмника (2.1), полученный по данным АСКУЭ с шагом дискретизации Δt и горизонтом наблюдения T :

$$P_i(t)|_{i=1,\dots,N, t=1,\dots,T} \quad (2.1)$$

где i – индекс объекта (электроприёмника, фидера, подстанции), t – временной индекс.

2. В рамках задачи происходит сегментация ряда на окна фиксированной длины (2.2), что соответствует предложенным в современных трудах в области сегментации временных рядов потребления электроэнергии методологиям. Так, для окна d длиной L отсчётов:

$$P_{i,d}(\tau) \Big|_{\substack{\tau=1,\dots,L, \\ d=1,\dots,D_i}} \quad (2.2)$$

где D_i – число окон для объекта i .

3. Для каждого окна $P_{i,d}(\tau)$ применяется аддитивная модель декомпозиции, представленная в (2.3):

$$P_{i,d}(\tau) = \sum_{k=1}^{K_{i,d}} s_{i,d}^{(k)}(\tau) + \varepsilon_{i,d}(\tau), \quad (2.3)$$

где $s_{i,d}^{(k)}(\tau)$ – компоненты (моды) разложения, $K_{i,d}$ – число компонент (может быть фиксированным или адаптивным в зависимости от метода), $\varepsilon_{i,d}(\tau)$ – шумовая составляющая.

4. Результат декомпозиции в виде отдельных мод/компонент проходит стадию группировки. Пусть $\mathcal{S} = \{s_{i,d}^{(k)}\}_{i,d,k}$ – множество мод/компонент по всем объектам и окнам, тогда в ходе процедуры группировки (2.4) каждой компоненте будет присвоена метка паттерна:

$$c_{i,d,k} \in \{1, \dots, M\}, \quad (2.4)$$

где M – число паттернов компонент.

Таким образом, итоговую задачу идентификации паттернов потребления ЭЭ можно представить в виде выражения (2.5):

$$P_{i,d}(t) = \sum_{m=1}^M P_{i,d}^{(m)}(t) + \varepsilon_{i,d}(t). \quad (2.5)$$

2.1.1 Выбор и обоснование исходных данных для анализа

В качестве исходных данных для получения паттернов временного ряда потребления ЭЭ с целью последующей оценки индекса потенциала управления спросом DR PI были использованы данные с шагом дискретизации $\Delta t = 30$ минут.

Размер временного ряда, его длительность также имеет значение: чем больше длительность временного ряда, тем большее окно для анализа можно рассмотреть. В рамках диссертационного исследования было определено, что для получения устойчивых паттернов на горизонте недели необходимый размер временного ряда составляет 1 440 точек или 1 месяц во временном представлении.

Используя временной ряд такого размера, можно гарантировать включение в анализ нескольких смен, а также наличие сезонности и включение особенностей технологического процесса производств, а также периодик в поведении потребителя ЭЭ.

Исходные данные могут быть получены путём записи данных АСКУЭ в базу данных. Однако требования к точности, применяемые к АСКУЭ, являются избыточными в рамках рассматриваемой задачи. Среди требований к точности данных в литературе нет конкретного консенсуса, однако большинство авторов склоняется к точности $\pm 5\%$, что позволяет для получения исходных данных использовать показания приборов технического учёта класса точности 2,0.

2.1.2 Предобработка и предварительный анализ

Данные, снятые со счётчика, имеют вид таблицы, где строки представляют собой потребление ЭЭ в некоторый момент времени, зафиксированный в первом столбце, с названием «Временная отметка» (TimeStamp).

Стадия предобработки данных включает в себя создание дополнительных столбцов признаков, получаемых из временной отметки. Данные признаки будут необходимы далее в стадии предварительного анализа для фиксирования факта корреляций между исходным временным рядом и различными периодами.

Далее в таблицах 4 и 5 показаны участки данных до и после предобработки. В таблице «после» добавлены дополнительные столбцы признаков.

Таблица 4 – Пример данных, поступающих со счётчика (по данным автора)

Временная отметка	P1, кВт	P2, кВт	P4, кВт	P5, кВт	P6, кВт	P7, кВт	P8, кВт	P9, кВт
01.04.14 00:00	2415.6	2411.2	2180.4	780.8	1161.6	1015.2	402.4	2700.0
01.04.14 00:30	2312.4	2384.8	2151.6	806.4	1152.0	998.4	406.0	2548.8
01.04.14 01:00	2301.6	2368.0	2116.8	800.0	1128.0	965.6	389.2	2438.4
01.04.14 01:30	2232.0	2280.0	2074.8	777.6	1135.2	909.6	383.2	2425.2

Таблица 5 – Пример предобработанных данных со счётчика (по данным автора)

Временная отметка	P1, кВт	Time	day	day_of_week	month	quarter
01.04.14 00:00	2415.6	0,0	1	1	4	2
01.04.14 00:30	2312.4	0,5	1	1	4	2
01.04.14 01:00	2301.6	1,0	1	1	4	2
01.04.14 01:30	2232.0	1,5	1	1	4	2

Предобработка данных включает в себя: изоляцию анализируемого временного ряда потребления электроэнергии и выделение пяти дополнительных признаков из временной отметки:

- *Time* – время в сутках, в часах, заданное как положительное рациональное число в пределах от 0 до 23,5;
- *day* – порядковый номер дня в месяце. Задано как натуральное число в пределах от 1 до 28/29/30/31 в зависимости от месяца и года;
- *day_of_week* – порядковый номер дня в неделе, где начало отсчёта совпадает с понедельником. Задано как натуральное число в пределах от 1 до 7;
- *month* – порядковый номер месяца. Начало отсчёта совпадает с январём. Задано как натуральное число в пределах от 1 до 12;
- *quarter* – порядковый номер квартала в году. Начало отсчёта совпадает с началом года. Задано как натуральное число в пределах от 1 до 4.

В результате представляется возможным проведение предварительного анализа на предмет возможных корреляций между временными рядами потребления электроэнергии и между признаками. Результаты корреляционного анализа методом Пирсона приведены ниже на рисунке 12. Коэффициент корреляции, рассчитанный методом Пирсона, показан в численном выражении внутри ячейки.

Таким образом, предварительный анализ показал, что при сравнении временных рядов и полученных признаков прямой корреляции между всеми рядами нет. Это говорит о разном по характеру потреблении электроэнергии и невозможности определения временных особенностей тех или иных потребителей.

Также можно сделать вывод о необходимости проведения более глубокого анализа для определения временных паттернов: часовых, дневных, недельных, месячных и квартальных.

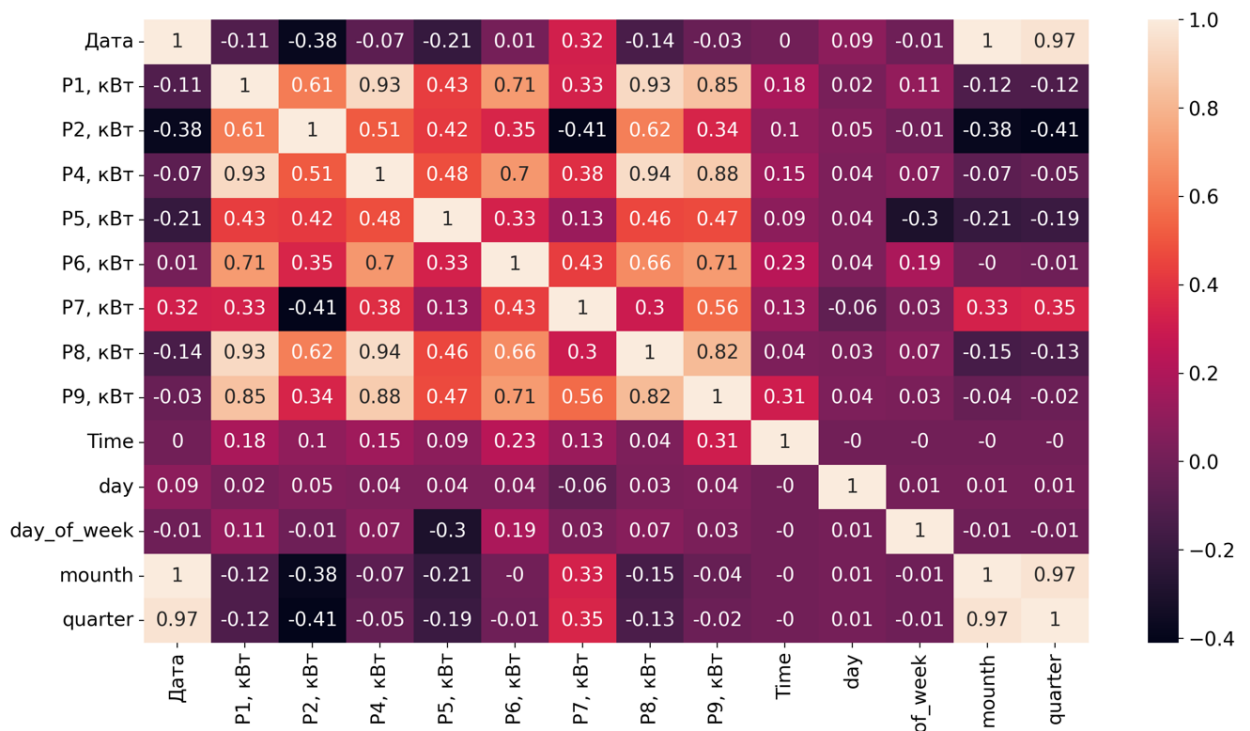


Рисунок 12 – Корреляционная диаграмма предобработанного временного ряда
(составлено автором)

2.2 Применение SSA для декомпозиции временных рядов

С целью получения составляющих оригинального временного ряда потребления ЭЭ после анализа широкого спектра методов, приведённого в главе 1, было принято решение использовать методологию SSA по причине устойчивости метода к зашумлённым данным.

В соответствие с результатами главы 1, метод позволяет обрабатывать нестационарные сигналы, каким и является исследуемый временной ряд, при этом извлекая трендовую составляющую.

2.2.1 Построение траекторной матрицы и выбор параметра вложения

В соответствие с методом сингулярного анализа, для анализа необходимо получить траекторную матрицу из исходного временного ряда. Для этого исходный временной ряд, имеющий K значений $\{p_1, \dots, p_K\}$ подвергают вложению в пространство, имеющее размерность L .

В российской литературе данный метод получения траекторной матрицы из временного ряда получил название «гусеницы», в зарубежной литературе – «Embedding». Значение L определяет размерность траекторной матрицы и называется длиной окна.

Порядок определения величины длины окна является отдельной научной задачей, однако при рассмотрении временных рядов, имеющих заранее известные периодики, длина окна выбирается исходя из продолжительности известного периода. Например, при рассмотрении зависимости солнечной радиации от времени на протяжении недели, целесообразно определить длину окна, равную или кратную одному дню (полному периоду изменения значений). В остальных случаях следует решать дополнительные научные задачи с целью обоснования размера окна [45, 47]. Дополнительно про влияние размеров окна на результаты работы алгоритма будет описано далее.

В случае данного диссертационного исследования, в рамках которого рассматриваются временные ряды потребления ЭЭ определённой конфигурации, описанной в разделе выше, необходимо руководствоваться достоверно известной периодикой в одни сутки. Таким образом, размер окна составляет 24 часа или 48 значений при условии шага дискретизации равного 30 минутам.

Результатом вложения временного ряда в пространство размерности L является матрица (2.6) размерности $L \cdot k$ (матрица является Ганкелевой):

$$A = \begin{pmatrix} p_1 & p_2 & p_3 & \cdots & p_k \\ p_2 & p_3 & p_4 & \cdots & p_{k+1} \\ p_3 & p_4 & p_5 & \cdots & p_{k+2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_L & p_{L+1} & p_{L+2} & \cdots & p_K \end{pmatrix}, \quad (2.6)$$

где $p_1, p_2, \dots, p_k$ – значения параметра в момент времени $t = 1, 2, 3, \dots, K$; количество столбцов матрицы (размер вектора вложения) определяется как $k = K - L + 1$; в свою очередь количество строк должно удовлетворять условию $L \leq \left\lceil (K + 1)/2 \right\rceil$.

Графическое представление траекторной матрицы проиллюстрировано на рисунке 13.

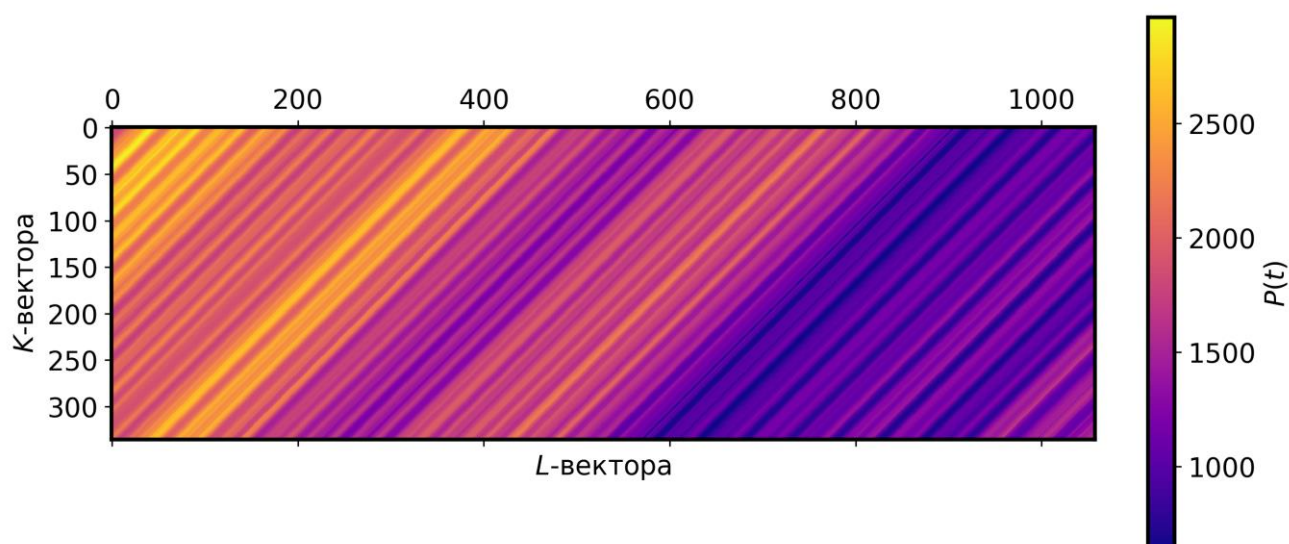


Рисунок 13 – Траекторная матрица временного ряда потребления электроэнергии
(составлено автором)

Таким образом, к сформированной матрице, состоящей из K и L векторов, можно применить алгоритм сингулярного разложения.

2.2.2 Метод сингулярного разложения (SVD) траекторной матрицы

В соответствии с [44] любую матрицу можно представить в виде (2.7):

$$A = U \Sigma V^T;$$

$$\updownarrow$$

$$\left(\begin{array}{c} A \\ L \times k \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} U \\ L \times L \end{array} \right) \cdot \left(\begin{array}{ccc} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_K \end{array} \right)_{L \times k} \cdot \left(\begin{array}{c} V \\ k \times k \end{array} \right)^T, \quad (2.7)$$

где матрица U состоит из левых сингулярных векторов, то есть столбцы матрицы U состоят из собственных векторов матрицы $A \cdot A^T$; матрица V состоит из правых сингулярных векторов, то есть столбцы матрицы V состоят из собственных векторов матрицы $A^T \cdot A$; σ_K – сингулярные числа матрицы $A \cdot A^T$ ($\sigma = \sqrt{\lambda}$, где λ – собственное число матрицы $A \cdot A^T$), сингулярные числа расположены на главной диагонали в порядке убывания.

Примем, что $\lambda_1 \dots \lambda_L$ – собственные числа матрицы $A \cdot A^T$, при этом $\lambda_1 \geq \lambda_2 \dots \geq \lambda_L$. Также примем $U_1 \dots U_L$ как столбцы матрицы U , взятые в соответствии с сингулярными числами λ .

Если записать $V_i = X^T U_i / \sqrt{\lambda_i}$ при этом $i = 1, \dots, \text{rank}(A)$, то сингулярное разложение матрицы A может быть записано как (2.8):

$$A = A_1 + A_2 + \dots + A_{\text{rank}(A)}, \quad (2.8)$$

где $A_i = \sqrt{\lambda_i} U_i V_i^T$. Каждая из матриц A_i имеет ранг 1, поэтому их можно назвать элементарными матрицами. Каждый из $\sqrt{\lambda_i}$, U_i, V_i называют i -й сингулярной тройкой разложения.

Полученные элементарные матрицы A_i представляют собой слагаемые исходной траекторной матрицы A . На рисунке 14 представлены первые 12 элементарных матриц.

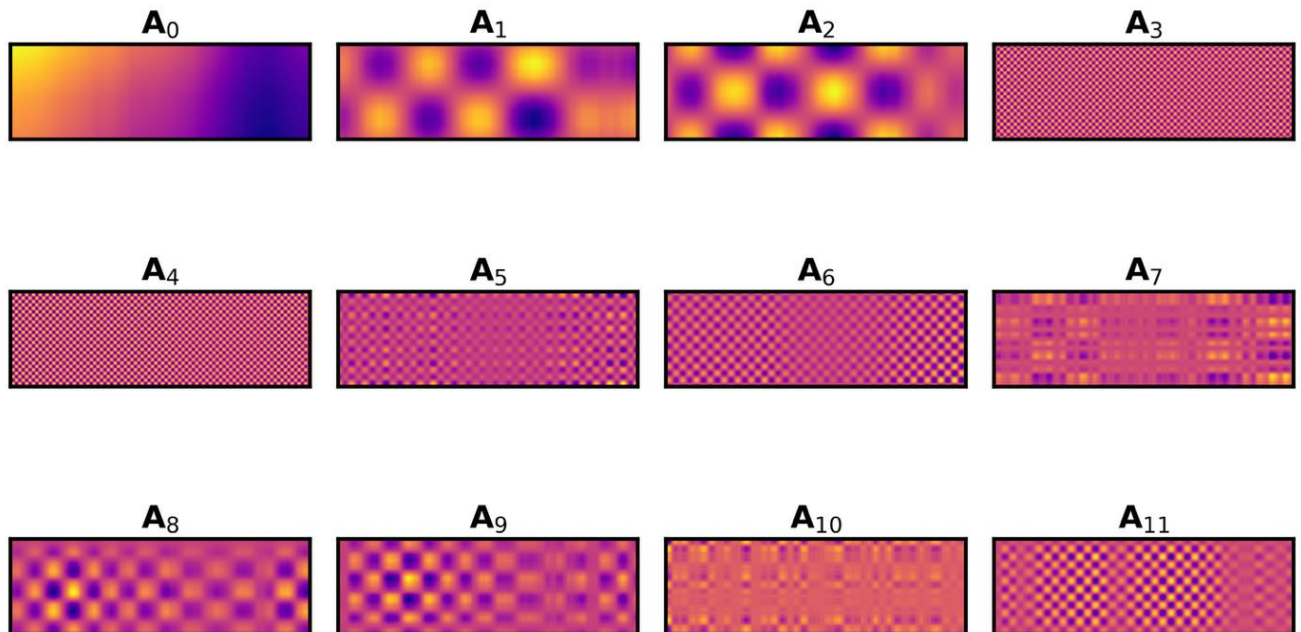


Рисунок 14 – Первые 12 элементарных матриц от исходной траекторной матрицы

A (составлено автором)

Для решения обратной задачи по получению элементарной компоненты временного ряда (размерности вектора) из элементарной матрицы необходимо провести процедуру диагонального усреднения.

2.2.3 Процедура ганкелизации для восстановления компонент

На заключительном этапе алгоритма каждая из матриц A_i из разложенных преобразуется обратно в форму исходного объекта. Эта операция осуществляется с помощью ганкелизации матриц (диагонального усреднения):

$$\tilde{A} = \begin{cases} \frac{1}{j} \cdot \sum_{i=1}^j \tilde{a}_{i,j-i+1}, 1 \leq j \leq L \\ \frac{1}{L} \cdot \sum_{i=1}^L \tilde{a}_{i,j-i+1}, L \leq j \leq k \\ \frac{1}{K-j+1} \cdot \sum_{i=1}^{K-j+1} \tilde{a}_{i+j-k,k-i+1}, k \leq j \leq K \end{cases}. \quad (2.9)$$

Посредством диагонального усреднения из полученной на предыдущем этапе матрицы компонент получаем восстановленные временные ряды. Таким образом, исходный ряд раскладывается в сумму восстановленных рядов.

Результат разложения исходного временного ряда на его составляющие (элементарные компоненты) представлен на рисунке 15.

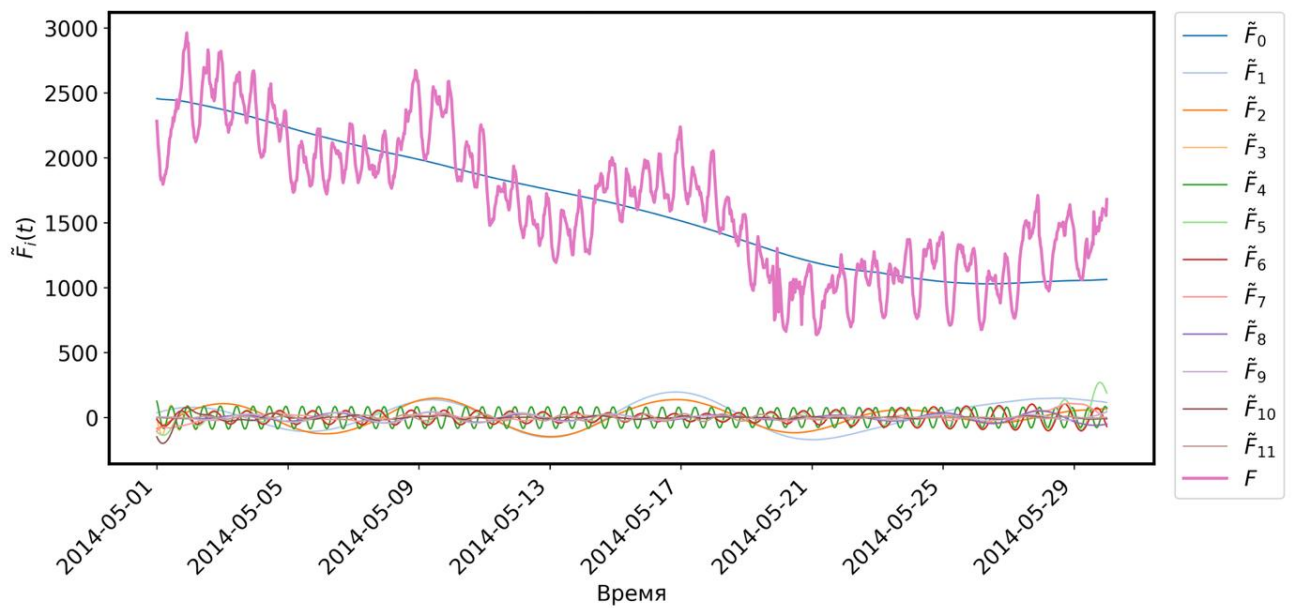


Рисунок 15 – Результат разложения временного ряда потребления электроэнергии (составлено автором)

На рисунке 15 розовым показан исходный временной ряд потребления электроэнергии. Далее, представлены компоненты в виде не элементарных матриц A_i , а в виде восстановленных временных рядов $\tilde{F}_i$. На графической плоскости показаны первые 12 компонент, включая одну трендовую (обозначена как $\tilde{F}_0$) и 11 периодических.

2.3 Кластеризация компонент временного ряда и выделение типовых паттернов

При анализе рисунка 15 было обнаружено, что компоненты, отличные от трендовой, обладают свойствами осциллирующих функций. Эта особенность результата разложения при помощи SSA легла в основу разработанной процедуры

кластеризации компонент с целью выявления индивидуальных особенностей графика потребления электроэнергии (паттернов).

Также, необходимо определить, какие компоненты имеет смысл кластеризовать, а какие – нет по причине их низкого вклада. В решении данной задачи необходимо обратить внимание на уже рассчитанные сингулярные числа σ .

2.3.1 Построение матрицы w -корреляции для оценки вклада компонент

В статьях по реализации SSA [45, 46] приводятся возможности для группировки компонент при помощи матрицы w -корреляции (рисунок 16). Матрица w -корреляции – это квадратная матрица на местах пересечения строк и столбцов которой находится коэффициент корреляции соответствующих компонент. Так, в матрице w -корреляции порядок строк и столбцов одинаков и отражает порядковый номер компоненты. При этом компоненты рассортированы по мере уменьшения их сингулярного числа (то есть, по мере уменьшения вклада компоненты в исходный временной ряд). Следовательно, матрица будет симметричной относительно главной диагонали, на которой будут располагаться значения коэффициента корреляции, равным единице.

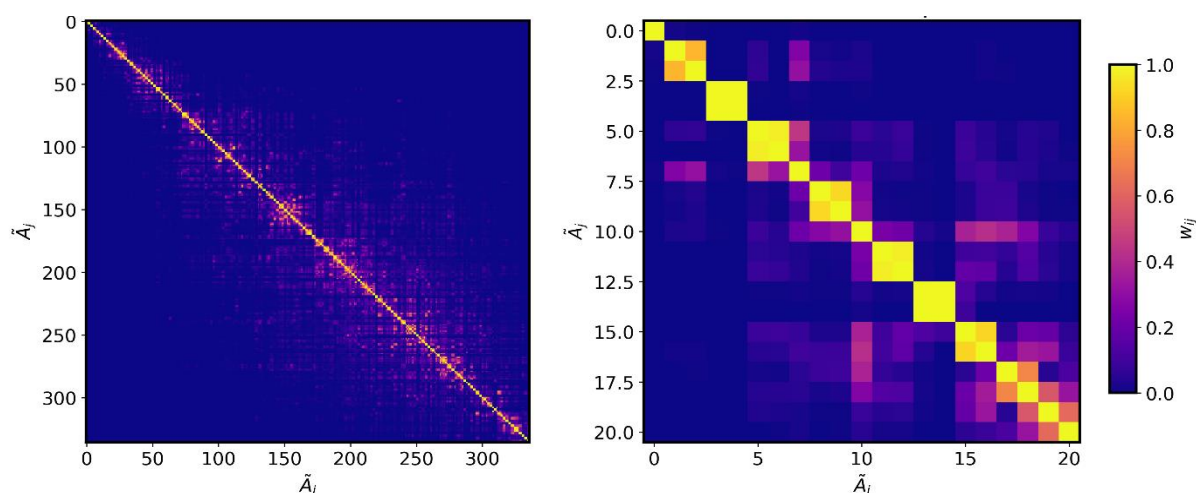


Рисунок 16 – Полная матрица w -корреляции (слева) и её первые 20 компонент (справа) (составлено автором)

Используя матрицу w -корреляции на рисунке 16, можно группировать компоненты на основе степени их корреляции. Так, например, для рассматриваемого случая имеет место следующая группировка:

- Тренд – 0;
- 1 группа – 1, 2, 8, 9, 15, 16;

- 2 группа – 3, 4, 5, 6, 11, 12, 13, 14;
- 3 группа – 17, 18, 19, 20.

Результат данной ручной группировки представлен на рисунке 17 далее.

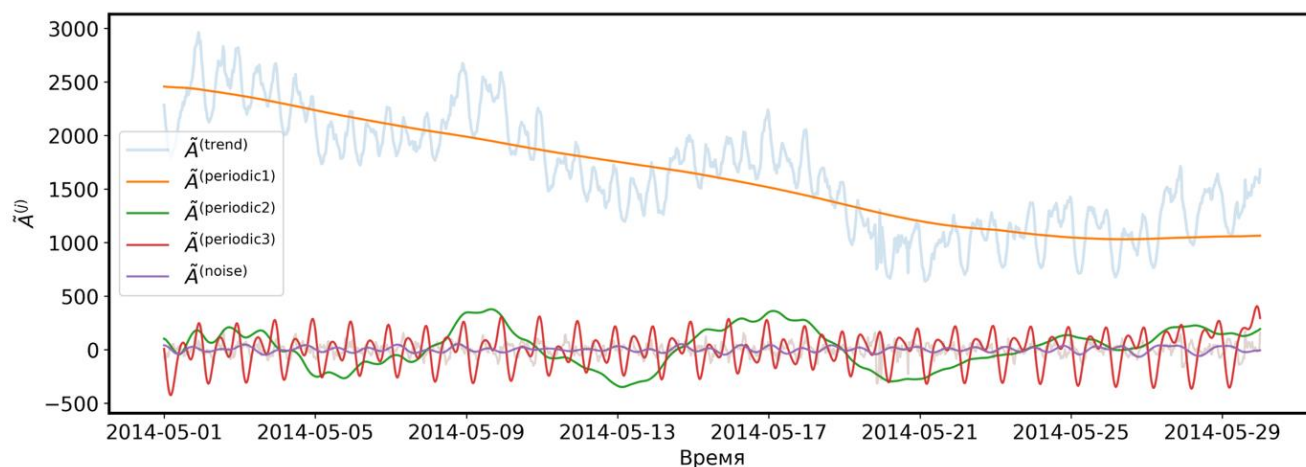


Рисунок 17 – Группировка компонент на основе матрицы w -корреляции
(составлено автором)

Результат группировки показывает достаточно хороший результат: при анализе месячного потока данных (потребление ЭЭ за месяц) были получены устойчивые паттерны потребления с периодом в неделю, день и несколько часов.

Однако для реализации минимально рабочего алгоритма необходимо автоматизировать выполнение операции по группировке компонент [11]. Так как группировка – это операция, изначально ограниченная правилами отнесения к той или иной группе, то далее будет использоваться термин «кластеризация» для подчёркивания факта алгоритмизации и автоматизации процесса на основе исходных данных, не заданных заранее правил.

2.3.2 Проведение кластеризации на основе несущей частоты и среднеквадратичной амплитуды компоненты

При анализе иных временных промежутков было выявлено, что заявленные ранее составы групп не являются стабильными по причине миграции компонент. Поэтому было принято решение о разработке устойчивого метода группировки компонент [12].

Как было указано ранее, результатом диагонального усреднения элементарных матриц SVD разложения, при его представлении в форме временного ряда, являются трендовая и осциллирующие элементарные компоненты. На основе

данной особенности была разработана процедура автоматической кластеризации элементарных компонент с дальнейшим получением паттернов потребления ЭЭ.

Гармонический сигнал, в конкретном случае – квазигармонический обладает следующими описательными характеристиками: амплитудой и частотой, что даёт возможность представить элементарную компоненту временного ряда в виде пары цифр: частоты и амплитуды. Так как компоненты колеблются вокруг нуля, а также с учётом краевых эффектов [45, 46], то есть искажений, выражающихся в возникновении вблизи границ интервала наблюдения искажений формы сигнала, в дальнейших расчётах вместо пиковой амплитуды используется среднеквадратичное значение локальным увеличением амплитуды сигнала.

Таким образом, расположим первые 30 компонент на амплитудно-частотной плоскости на рисунке 18.

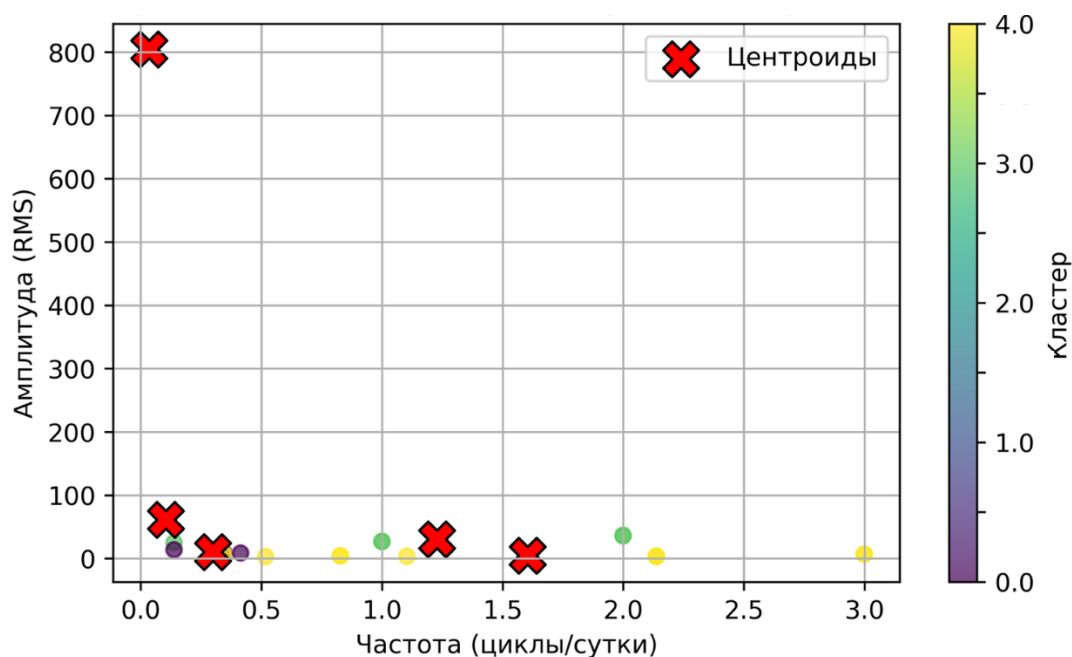


Рисунок 18 – Амплитудно-частотное представление для первых 30 компонент временного ряда (составлено автором)

В качестве алгоритма кластеризации используется k-means. Результаты кластеризации показаны на рисунке выше: красными крестами показаны центроиды кластеров.

В результате кластеризации получаем следующий результат по полученным паттернам исходного временного ряда (рисунок 19).

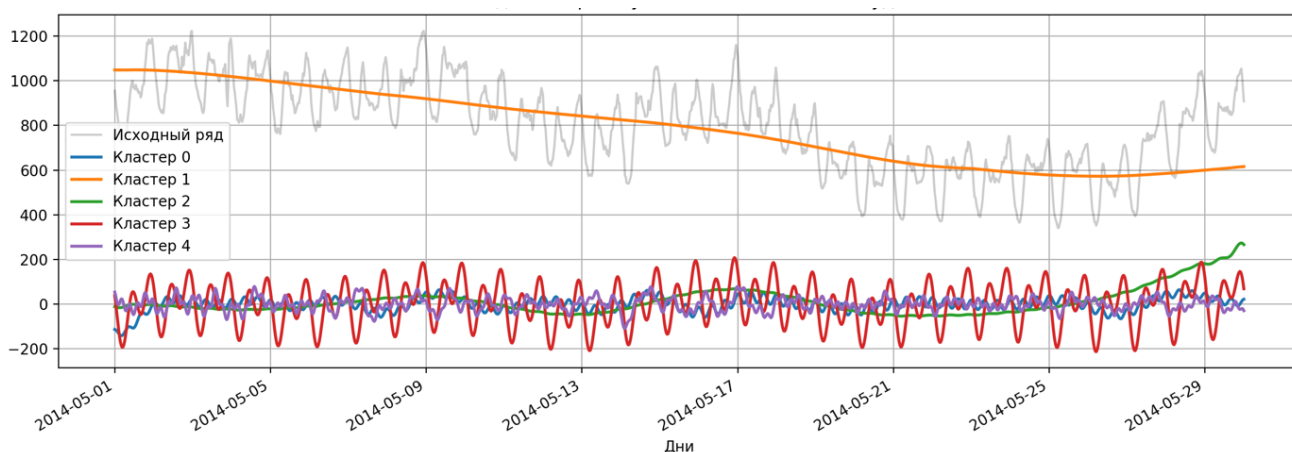


Рисунок 19 – Кластеризация компонент методом k-means по амплитудно-частотной плоскости (составлено автором)

Результат, который демонстрирует разработанный способ с использованием амплитудно-частотных значений показывает устойчивость к миграции компонент временного ряда и демонстрирует возможность работы с графиками потребления ЭЭ, имеющими различные характеристики, формы и происхождение.

2.3.3 Идентификация и фильтрация шумовых компонент

Дополнительно приведём инструментарий для определения порогового значения рассматриваемых компонент для кластеризации.

Фильтрация шумовых компонент, которые имеют низкий вклад в исходный временной ряд, происходила по оценке σ – сингулярного числа, а также по результатам построения кривых относительного и кумулятивного вклада компонент (рисунок 20).

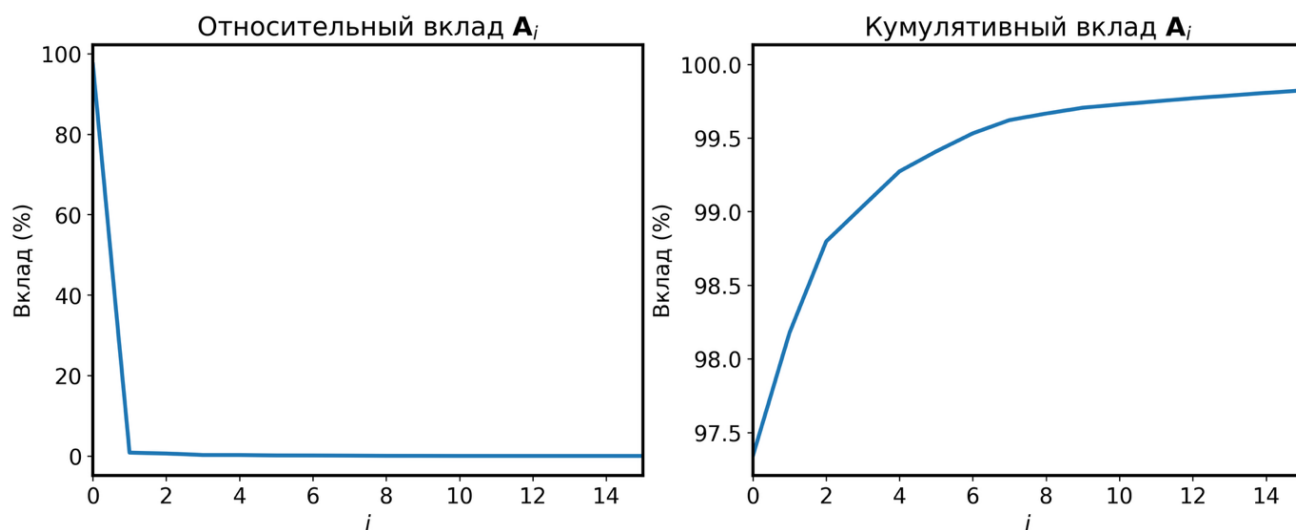


Рисунок 20 – Вклады компонент в исходный временной ряд (составлено автором)

На рисунке показаны относительные вклады каждой из первых 15 компонент (слева) и их же кумулятивный вклад (справа). После анализа результатов расчёта вкладов можно сделать вывод, что 99,5 % исходного временного ряда восстанавливается путём суммирования первых 7 компонент (с учётом трендовой).

2.4 Оценка устойчивости алгоритма

При изменении длины окна SSA изменяется размер траекторной матрицы $L \times K$, где $K = N - L + 1$. Следовательно, рост L сопровождается уменьшением K , и время вычисления SVD определяется соотношением L и K . В общем случае вычислительная нагрузка может изменяться немонотонно и достигает максимума при L порядка половины длины ряда.

Разработанный алгоритм получения индивидуальных характеристик потребителя устойчив к изменению размера окна. Так, для начала, рассмотрим изменение метрики кумулятивного вклада компонент в исходный временной сигнал. При анализе было замечено немонотонное поведение кумулятивного вклада первых компонент SSA при изменении окна L (рисунок 21).

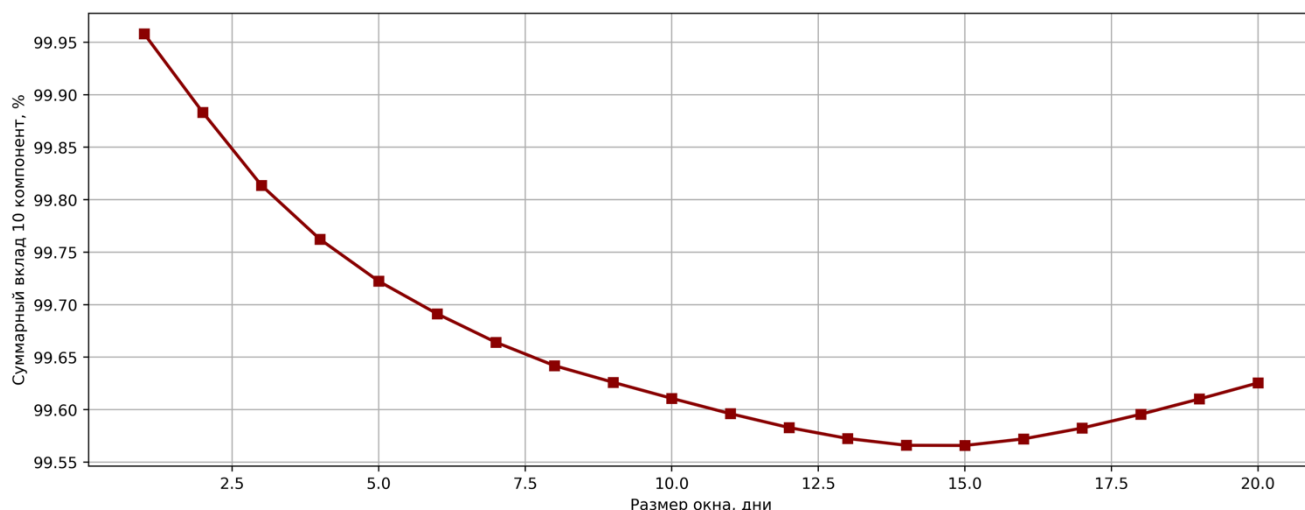


Рисунок 21 – Изменение кумулятивного вклада компонент при изменении окна L
(составлено автором)

Немонотонность кумулятивного вклада обусловлена изменением ранговой структуры траекторной матрицы и перераспределением энергии сингулярных значений при изменении размерности вложения.

По этой причине расширим анализ при помощи проверки устойчивости результатов кластеризации. Таким образом, оценим разбиение компонент на

кластеры при изменении L , используя для этой цели метрики сравнения кластеризации ARI и NMI.

ARI (Adjusted Rand Index, скорректированный индекс Рэнда) и NMI (Normalized Mutual Information, нормированная взаимная информация) – это численные меры сходства между двумя разбиениями одного множества объектов на кластеры.

Расчёт ARI (2.10) основан на подсчёте пар объектов. Общее число пар $N_{\text{pairs}} = \binom{N}{2}$. Индекс Рэнда без поправки: $RI = \frac{a+b}{N_{\text{pairs}}}$. ARI корректирует RI на ожидаемое значение $\mathbb{E}$ при случайной перестановке объектов:

$$ARI = \frac{RI - \mathbb{E}[RI]}{\max(RI) - \mathbb{E}[RI]}, \quad (2.10)$$

где a – число пар, которые в обоих разбиениях попали в один кластер; b – число пар, которые в обоих разбиениях попали в разные кластеры; c и d – пары, где разбиения расходятся. При этом, математическое ожидание вычисляется по гипергеометрической модели.

На практике удобно использовать формулу в виде (2.11), полученную через таблицу сопряжённости: пусть n_{ij} – число объектов, принадлежащих кластеру i в первом разбиении и кластеру j во втором, a_i – суммы по строкам, b_j – суммы по столбцам, тогда:

$$ARI = \frac{\sum_{ij} \binom{n_{ij}}{2} - \frac{\left[\sum_i \binom{a_i}{2} \sum_j \binom{b_j}{2} \right]}{\binom{N}{2}}}{\frac{1}{2} \left[\sum_i \binom{a_i}{2} + \sum_j \binom{b_j}{2} \right] - \frac{\left[\sum_i \binom{a_i}{2} \sum_j \binom{b_j}{2} \right]}{\binom{N}{2}}}. \quad (2.11)$$

NMI рассчитывается по (2.12) и использует информационно-теоретический подход. Пусть $H(U)$ и $H(V)$ – энтропии разбиений, а $I(U; V)$ – взаимная информация, тогда:

$$H(U) = - \sum_{i=1}^R \frac{a_i}{N} \log \frac{a_i}{N}, I(U; V) = \sum_{i=1}^R \sum_{j=1}^C \frac{n_{ij}}{N} \log \frac{\frac{n_{ij}}{N}}{\left(\frac{a_i}{N} \right) \left(\frac{b_j}{N} \right)}. \quad (2.12)$$

Нормированная взаимная информация вычисляется по формуле (2.13):

$$NMI = \frac{2 \cdot I(U;V)}{H(U) + H(V)}. \quad (2.13)$$

NMI всегда лежит в промежутке $[0, 1]$, причём 1 достигается только при тождественных (с точностью до перестановки меток) разбиениях.

Обе метрики инвариантны к переименованию кластеров и широко используются для оценки стабильности алгоритмов кластеризации. ARI чувствительнее к структуре пар объектов, NMI лучше отражает общность информации. На практике их применяют совместно, как показано на рисунке 22.

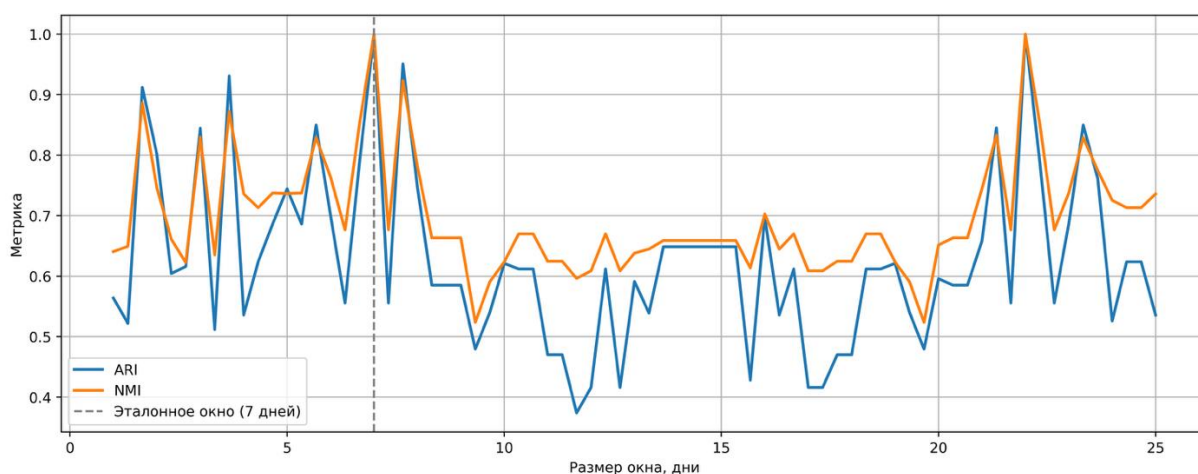


Рисунок 22 – Результат расчёта метрик ARI и NMI (составлено автором)

При изменении L в диапазоне 1-25 суток наблюдается умеренно высокая согласованность разбиений SSA компонент по частотно-амплитудным признакам с эталонным вариантом $L = 7$ суток: значения ARI и NMI в среднем превышают 0,6, однако фиксируются локальные просадки (например, в области 4 суток), что указывает на чувствительность разбиения для отдельных значений L .

В целом метод демонстрирует устойчивость к выбору L в рассматриваемом диапазоне, но для строгого вывода о сохранении физически интерпретируемых кластеров требуется сопоставление компонент/кластеров между разными L , а также оценка вариативности по инициализации алгоритма k-means (изменение параметра «random_state»).

Далее для более строгой проверки устойчивости разработанного алгоритма был выполнен анализ, направленный на устранение двух потенциальных источников неопределённости:

- перестановки и перераспределения SSA компонент между кластерами при изменении длины окна L ;
- стохастической вариативности алгоритма k-means, обусловленной случайной инициализацией центроидов.

Таким образом, если ранее оценивалась согласованность меток компонент (через ARI и NMI), то далее дополнительно анализируется структурная устойчивость реконструированных кластеров.

Для каждого значения L в диапазоне 1-25 суток выполняется перебор с дискретностью 2 часа. В качестве эталонного принималось окно $L_{\text{ref}} = 7$ суток.

Для каждого L проводилось 30 независимых запусков алгоритма k-means с различными значениями параметра *random_state* при фиксированном числе кластеров и увеличенном числе инициализаций n_{init} . Это позволило оценить распределение метрик устойчивости по инициализациям.

Сопоставление кластеров между различными L осуществлялось на уровне реконструированных сигналов кластеров. Для этого:

- для каждого L формировались итоговые кластеры;
- между кластерами текущего окна и эталонного окна строилась матрица попарных коэффициентов корреляции;
- задача сопоставления решалась как задача оптимального назначения, обеспечивающая максимизацию суммарной корреляции сопоставляемых кластеров.

В качестве показателей устойчивости рассматривались:

- распределения ARI и NMI по инициализациям;
- средняя корреляция сопоставленных кластерных сигналов.

Анализ распределений ARI (рисунок 23) и NMI (рисунок 24) по 30 запускам для каждого значения L показал крайне малую дисперсию метрик. Межквартильный размах практически равен нулю, максимальное стандартное отклонение составило 0,053 для ARI и 0,036 для NMI.

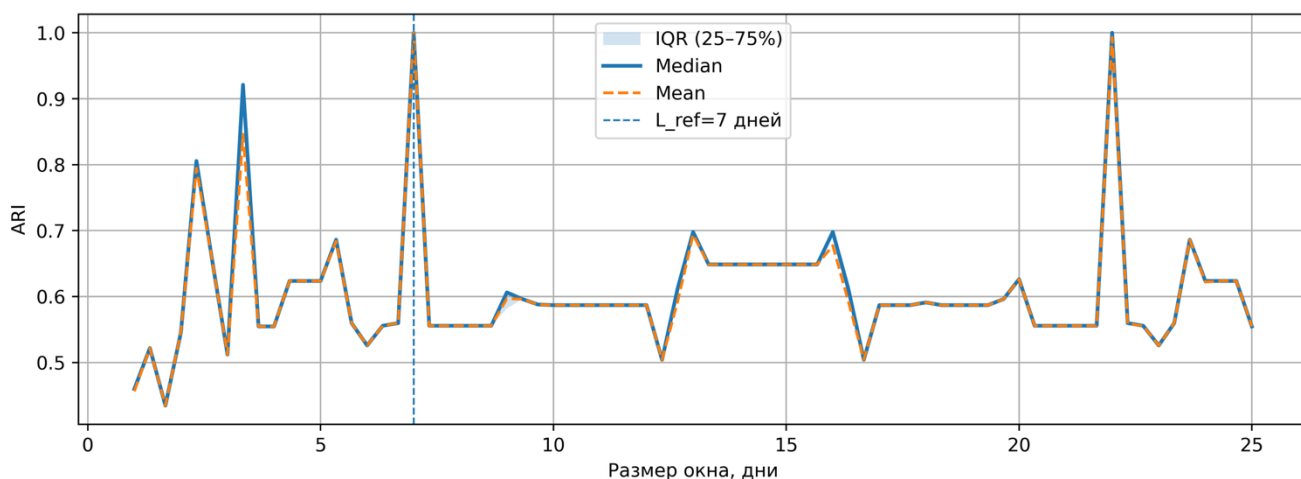


Рисунок 23 – Результат расчёта ARI для 30 различных инициализаций алгоритма кластеризации (составлено автором)

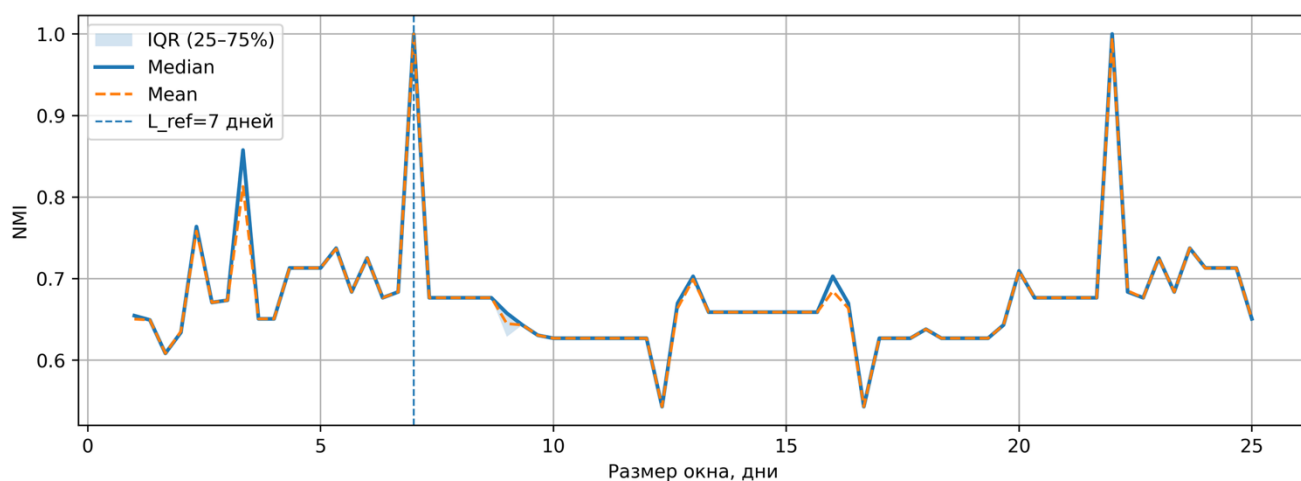


Рисунок 24 – Результат расчёта NMI для 30 различных инициализаций алгоритма кластеризации (составлено автором)

Это позволяет сделать вывод о высокой детерминированности разбиения при фиксированном L . Следовательно, различия между итоговыми кластерами обусловлены именно изменением длины окна SSA, а не случайным характером алгоритма k-means.

При изменении L в диапазоне 1-25 суток значения ARI и NMI сохраняются на уровне 0,55-0,70 для большинства окон, что соответствует умеренно высокой согласованности разбиений с эталонным вариантом $L = 7$ суток.

Для малых значений окна ($L < 3$ суток) фиксируются пониженные значения ARI (порядка 0,4-0,5), что указывает на недостаточную длину окна для устойчивого выделения периодических компонент.

Полное совпадение разбиений ($ARI = 1$, $NMI = 1$) наблюдается при $L = 7$ суток (эталонное значение), а также при $L \approx 22$ суток. Это свидетельствует о существовании отдельных значений окна, при которых структура декомпозиции становится топологически эквивалентной эталонной.

Более информативным показателем оказалась средняя корреляция сопоставленных кластерных сигналов (рисунок 25).

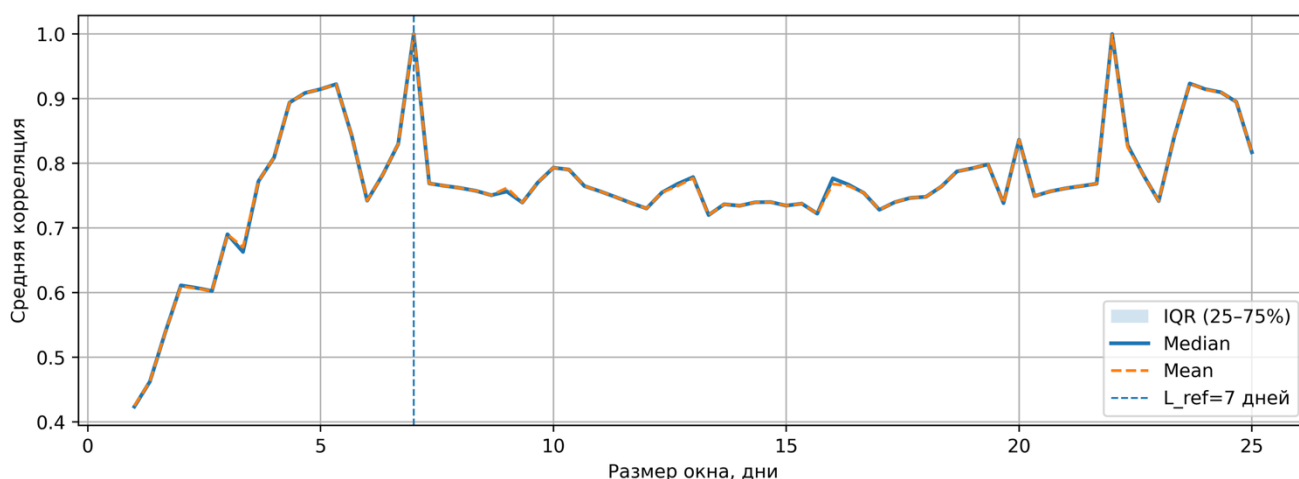


Рисунок 25 – Результат расчёта корреляции сопоставленных кластеров
(составлено автором)

Полученные результаты позволяют выделить следующие закономерности:

- при $L < 3$ суток средняя корреляция находится в диапазоне 0,4-0,6, что свидетельствует о существенной перестройке структуры кластеров;
- начиная с $L \approx 4$ суток наблюдается рост корреляции, превышающей 0,8;
- при $L = 7$ суток достигается полная структурная эквивалентность (корреляция равна 1);
- повышенные значения корреляции также фиксируются при $L \approx 22$ суток и в области $L = 24-25$ суток (порядка 0,9 и выше).

Таким образом, устойчивость кластерной структуры носит немонотонный характер и характеризуется наличием «резонансных» значений окна.

Полученные результаты подтверждают, что устойчивость разработанного алгоритма определяется соотношением длины окна SSA и доминирующих периодов временного ряда. Наличие повышенной устойчивости при $L = 7$ суток соответствует недельной периодике нагрузки. Повторное повышение устойчивости

при $L \approx 22$ суток может быть интерпретировано как эффект кратности окна доминирующему периоду.

Важно отметить, что устойчивость на уровне итоговых кластеров оказывается выше, чем устойчивость на уровне меток SSA-компонент. Это означает, что при изменении L возможны перестановки и частичное перераспределение компонент между кластерами, однако суммарная физическая интерпретация кластеров в целом сохраняется.

2.5 Расчёт коэффициента потенциала управления спросом DR PI

DR PI – demand response potential index – индекс потенциала управления спросом – интегральный индикатор оценки возможного потенциала от внедрения технологии управления спросом на ЭЭ для рассматриваемой электрической нагрузки по её профилю для целей реализации программ по управлению спросом.

В трудах [60, 73, 109] показано несколько подходов к расчёту аналогичного параметра, именуемого «flexibility/гибкость» – в частности, отражён порядок расчёта гибкости исходя из потребления электроэнергии по аналогии с известными характеристиками графика электрических нагрузок. Среди известных характеристик графика электрических нагрузок можно отметить: число часов использования максимума нагрузки, коэффициент заполнения графика нагрузки, коэффициент формы графика нагрузки, коэффициент максимума и др.

Данные характеристики получили широкое распространение в области проектирования электротехнических комплексов, в частности, они заданы в ГОСТ 19431–2023 «Энергетика и электрификация. Термины и определения».

По аналогии с [69], где предлагаются различные подходы к определению гибкости, в данной работе был предложен интегральный индекс потенциала управления спросом для целей управления спросом на ЭЭ, состоящий из трёх частей:

- $F1$ – доля гибкой энергии в общем объёме;
- $F2$ – коэффициент концентрации гибкой энергии;
- $F3$ – коэффициент динамики потребления электроэнергии.

2.5.1 Компонента индекса F1

Для формирования и расчёта индекса рассматривается временной ряд потребления ЭЭ, полученный путём суммирования выделенных ранее паттернов: $P_{d,t}$.

Исследования по управлению спросом на ЭЭ [29, 106] обычно вводят как базовый профиль, относительно которого рассчитывается доступная гибкая составляющая. В настоящей работе в качестве оценки базового уровня принят 20-й процентиль суточного профиля нагрузки (2.14):

$$b_d = Q_\alpha\{P_{d,t}\}, \quad \alpha = 0.2. \quad (2.14)$$

Таким образом, гибкая часть мощности рассчитывается по (2.15):

$$f_{d,t} = \max(0, P_{d,t} - b_d). \quad (2.15)$$

Далее рассчитываем суточную «гибкую» энергию по формуле (2.16):

$$E_{\text{flex},d} = \sum_{t=1}^N f_{d,t} \Delta t. \quad (2.16)$$

Итоговая компонента рассчитывается по формуле (2.17):

$$F_{1,d} = \frac{E_{\text{flex},d}}{E_{\text{tot},d}} \in [0,1]. \quad (2.17)$$

Интерпретация данной компоненты следующая: при смещении значения F_1 в сторону нуля констатируют низкую гибкость, то есть профиль практически полностью состоит из базовой нагрузки [50, 107]. С увеличением значения F_1 возрастает доля нагрузки, которая потенциально может быть рассмотрена как гибкая с точки зрения мероприятий по управлению спросом. Представим визуализацию на рисунке 26.

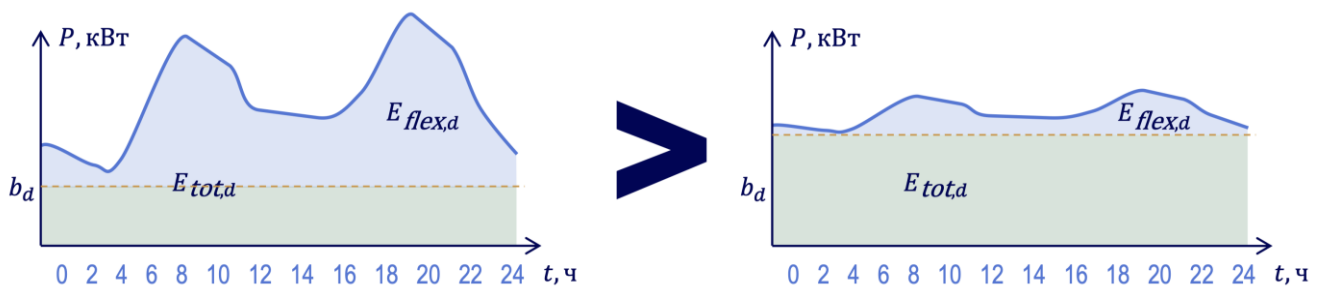


Рисунок 26 – Разные значения F_1 для разных профилей нагрузки. F_1 слева больше (составлено автором)

2.5.2 Компонента индекса F2

Ввод в индекс DR PI компоненты F_2 обусловлен необходимостью оценки не только доли гибкой энергии, но и её концентрации в рамках нескольких временных интервалов.

Например, одинаковые значения F_1 могут иметь разную применимость: если гибкая энергия не имеет сосредоточения, тогда адресная эффективность мер по управлению спросом ниже; если сконцентрирована в ограниченных временных окнах, сигналы на управление спросом проще таргетировать и прогнозировать [69, 85].

Расчёт компоненты, интерпретирующей концентрацию гибкой энергии происходит в соответствии с формулами (2.18)-(2.20) следующим образом: сначала сортируют $f_{d,t}$ по убыванию:

$$f_{(1)} \geq f_{(2)} \geq \dots \geq f_{(N)}. \quad (2.18)$$

Находят минимальное $k_{50,d}$, покрывающее 50 % гибкой энергии:

$$\sum_{i=1}^{k_{50,d}} f_{(i)} \Delta t \geq 0.5 E_{flex,d}. \quad (2.19)$$

Нормируют:

$$F_{2,d} = 1 - \frac{k_{50,d}}{N} \in [0,1], \quad (2.20)$$

где N – количество точек данных за сутки.

Таким образом, получившуюся компоненту F_2 интерпретируют следующим образом: выше значение F_2 – выше концентрация гибкой энергии – выше возможность формирования адресных во времени сигналов по управлению спросом. Представим визуализацию на рисунке 27.

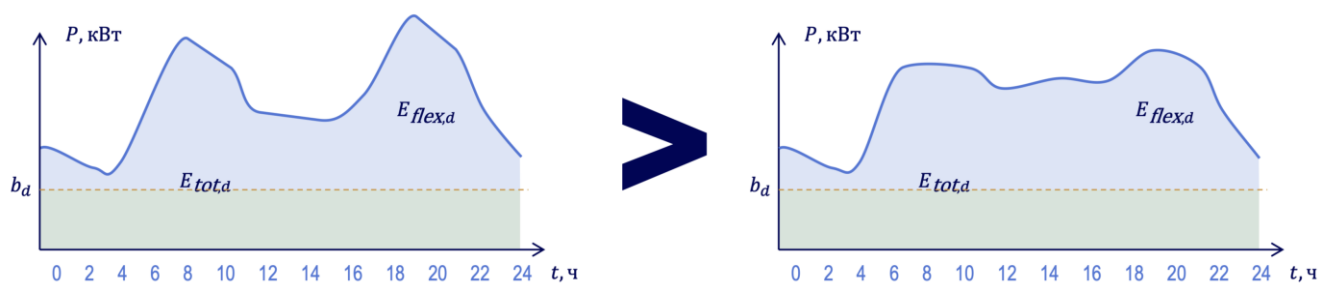


Рисунок 27 – Разные значения F_2 для разных профилей нагрузки. F_2 слева больше (составлено автором)

2.5.3 Компонента индекса F_3

Помимо указанного, управление нагрузкой в автономных электротехнических комплексах может быть связано со снижением нарастания нагрузки (в иностранной литературе обозначается как «ramping») для повышения устойчивости электротехнического комплекса и недопущения снижения частоты в системе [60, 85].

Порядок расчёта компоненты F_3 соответствует формулам (2.21) и (2.22):

Сначала необходимо рассчитать нормированную среднюю амплитуду внутрисуточных изменений потребления электроэнергии:

$$R_d = \frac{1}{N-1} \sum_{t=1}^{N-1} \frac{|P_{d,t+1} - P_{d,t}|}{P_d^{max} + \varepsilon} \quad P_d^{max} = \max_t P_{d,t}, \quad (2.21)$$

где $\varepsilon > 0$ – малое число для численной устойчивости.

Далее приводят R_d к интервалу $[0, 1]$ по рассматриваемой выборке дней (период наблюдения обозначен как D):

$$F_{3,d} = \frac{R_d - R_{min}}{R_{max} - R_{min}} \quad R_{min} = \min_{d \in D} R_d \quad R_{max} = \max_{d \in D} R_d. \quad (2.22)$$

При высоком значении F_3 можно говорить о достаточно большом количестве колебаний в графике нагрузок. Представим визуализацию на рисунке 28.

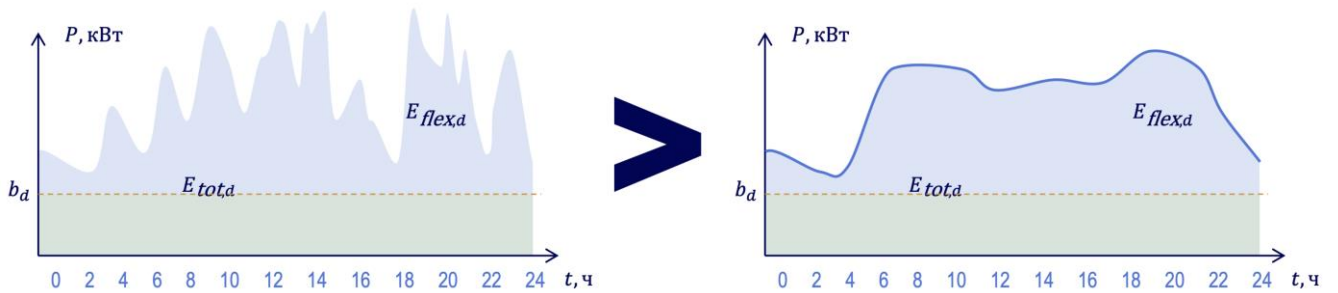


Рисунок 28 – Разные значения F_3 для разных профилей нагрузки. F_3 слева больше

(составлено автором)

2.5.4 Индекс DR PI

Итоговый интегральный индекс потенциала управления спросом на ЭЭ рассчитывается по (2.23) путём суммирования компонент с поправкой на весовые коэффициенты w :

$$DR PI_d = w_1 F_{1,d} + w_2 F_{2,d} + w_3 F_{3,d}, \quad (2.23)$$

где должны соблюдаться условия: $w_1 + w_2 + w_3 = 1$, $w_i \geq 0$.

В работе изначально принято отражённое в (2.24) распределение весовых коэффициентов:

$$w_1 = 0,5, \quad w_2 = 0,3, \quad w_3 = 0,2. \quad (2.24)$$

Выбор весовых коэффициентов выполнен экспертно с учётом того, что объём потенциально гибкой энергии является определяющим фактором применимости DSM, тогда как концентрация гибкой энергии и динамика внутрисуточных изменений уточняют реализуемость управляющих воздействий. Такой подход согласуется с литературой [69, 73, 106], где потенциал применения управления спросом рассматривается как многомерная характеристика, включающая мощностные, энергетические и временные аспекты. Дополнительно вопрос чувствительности индекса к выбранным весовым коэффициентам описан далее.

Таким образом, представляется возможным рассчитать данный индекс в рамках рассматриваемого временного ряда потребления электроэнергии (рисунок 29).

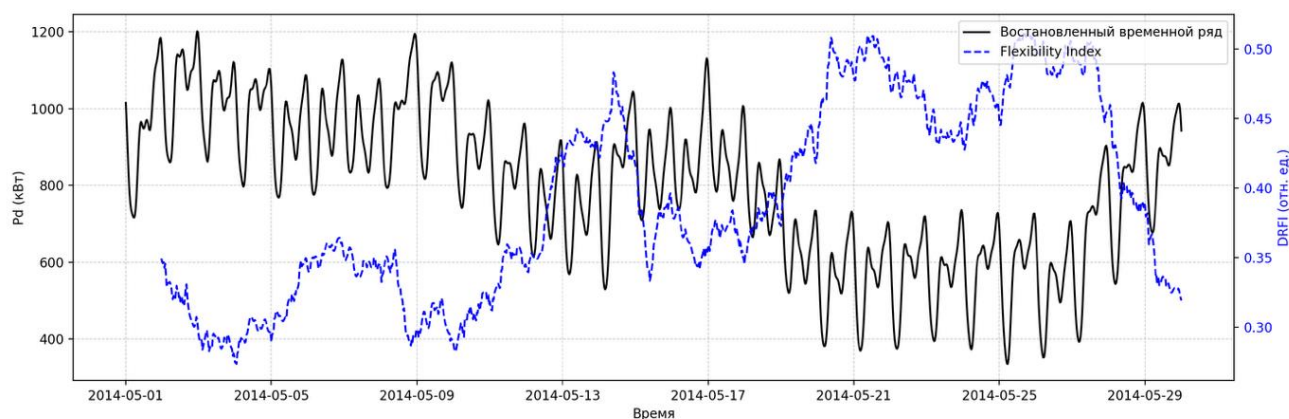


Рисунок 29 – Значение $DR PI$ (синий пунктир) на протяжении месяца
(составлено автором)

Расчёт индекса происходит каждые полчаса с использованием скользящего окна длиной 48 точек (1 сутки).

Постоянный расчёт индекса позволяет строить тепловые карты потенциала применения управления спросом на ЭЭ (рисунок 30) для определения наилучшего с точки зрения максимизации эффектов DR временного промежутка.

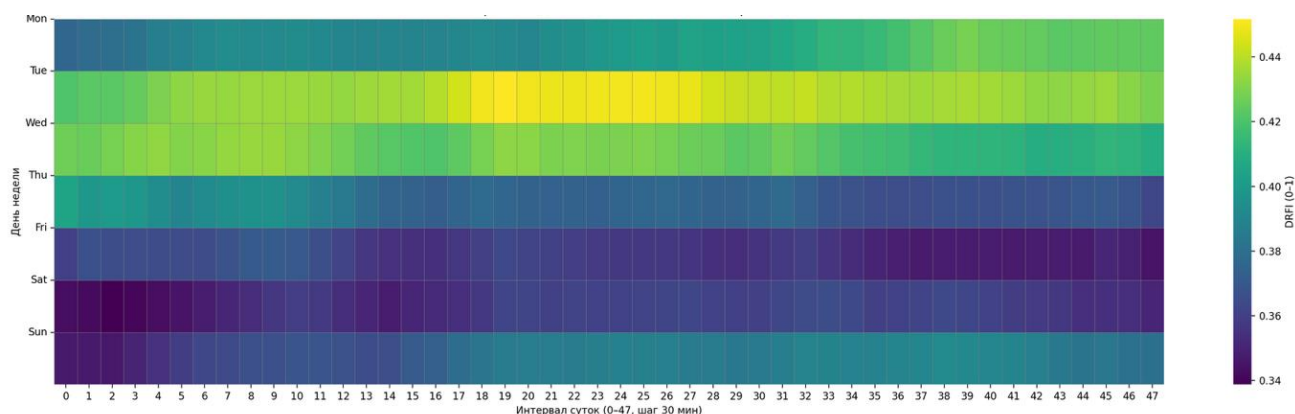


Рисунок 30 – Тепловая карта потенциала применения технологии управления спросом на ЭЭ (составлено автором)

Из рисунка 30 можно заключить, что с точки зрения потенциала применения управления спросом самыми предпочтительными являются вторники, среды, а также вечернее время понедельника.

2.5.5 Устойчивость индекса

Проведём трёхуровневую оценку чувствительности интегрального индекса потенциала применения управления спросом на ЭЭ, которая включает в себя:

- локальные вариации весов в окрестности базового набора значений;
- глобальный анализ методом Монте-Карло с равномерным перебором допустимого пространства весов;
- проверку устойчивости результирующих выводов о высоком потенциале DR на основе метрик сохранения ранжирования и корреляционной согласованности

В качестве базового набора весов принят вектор $w = (0,5; 0,3; 0,2)$, отражающий приоритет доли гибкой энергии при сохранении влияния структурных и динамических характеристик нагрузки.

Оценка локальной устойчивости индекса DR PI:

В качестве базового вектора весов был принят вектор, обозначенный выше. Для оценки устойчивости на первом этапе производился анализ локальной чувствительности в окрестностях базового вектора.

Так, для каждой итерации эксперимента каждый из весов поочерёдно варьировался в диапазоне $\pm 20\%$ относительно базового значения. После

изменения веса производилась нормировка вектора весов так, чтобы сохранялось условие $\sum_{i=1}^3 w_i = 1$.

Далее для каждого набора весов рассчитывается новый временной ряд индекса DR PI, которые, в свою очередь, сравниваются с базовым индексом по следующим метрикам: корреляция Пирсона (ρ_P), корреляция Спирмена (ρ_S), среднее абсолютное отклонение (MAD), устойчивость ранжирования наиболее гибких дней, вычисляемая по формуле (2.25):

$$Stability_k = \frac{|Top_k^{base} \cap Top_k^{var}|}{k}, \quad (2.25)$$

где k – множество наиболее гибких суток.

Результаты расчёта приведены в таблице 6.

Таблица 6 – результат расчёта метрик локальной устойчивости индекса DR PI (по данным автора)

w_i	Δ	w_1	w_2	w_3	ρ_P	ρ_S	MAD	$Stability_k$
w_1	-0,2	0,44444	0,33333	0,22222	0,99864	0,99655	0,02751	1,00000
	0,2	0,54545	0,27272	0,18181	0,99889	0,99753	0,02251	0,66666
w_2	-0,2	0,53191	0,25531	0,21276	0,99957	0,99852	0,02324	1,00000
	0,2	0,47169	0,33962	0,18867	0,99958	0,99852	0,02061	1,00000
w_3	-0,2	0,52083	0,31250	0,16666	0,99908	0,99852	0,00728	0,66666
	0,2	0,48076	0,28846	0,23076	0,99950	0,99803	0,00672	1,00000

Проведённый анализ показал, что вариация весовых коэффициентов в расчёте интегрального коэффициента DR PI не привела к существенным изменениям динамики итогового коэффициента.

Корреляция Пирсона между базовым и модифицированными индексами составила 0,9986-0,9996, а корреляция Спирмена – 0,9965-0,9985, что свидетельствует о практически полном сохранении временной структуры и ранжирования суток по уровню гибкости.

Среднее абсолютное отклонение индекса не превышало 2,7 % диапазона значений.

В 4 из 6 экспериментов ранжирование трёх наиболее гибких суток полностью сохранялось; в остальных случаях изменялся не более чем один элемент из трёх.

Высокая устойчивость индекса объясняется тем, что компоненты F_1 , F_2 и F_3 нормированы к единому диапазону $[0, 1]$ и имеют сопоставимую вариативность,

вследствие чего изменение весов в разумных пределах не приводит к доминированию какой-либо одной компоненты.

Полученные результаты свидетельствуют о высокой локальной устойчивости индекса DR PI к выбору весовых коэффициентов.

Оценка глобальной устойчивости индекса DR PI:

Далее проведём более масштабный анализ, позволяющий оценить устойчивость индекса по уже определённым критериям (ρ_P , ρ_S , MAD , $Stability_k$). Для реализации данного анализа проводится глобальный анализ чувствительности методом Монте-Карло.

Введём ограничения (2.26) для анализа:

$$w_1 \geq 0, \quad w_2 \geq 0, \quad w_3 \geq 0, \quad w_1 + w_2 + w_3 = 1. \quad (2.26)$$

Таким образом, допустимое пространство весов представляет собой двумерный симплекс [10].

В рамках анализа методом Монте-Карло происходит определение двумерного симплекса в трёхмерном пространстве. Для равномерного перебора симплекса используется распределение Дирихле. Так, в соответствие с распределением Дирихле генерируется M случайных наборов весов (примем $M = 5000$). Для каждого набора весов рассчитывается интегральный индекс DR PI и вычисляются метрики устойчивости.

Результат анализа показал, что временная динамика DR PI практически инвариантна к выбору весов во всём симплексе.

Большинство реализаций обеспечивают корреляцию Пирсона с базовым вариантом выше 0,95, а в значительной доле случаев – выше 0,98 (рисунок 31). Это свидетельствует о сохранении временной структуры индекса при произвольной вариации весов.

Устойчивость ранжирования трёх наиболее гибких суток (рисунок 32) в подавляющем большинстве случаев составляет 100 %, а снижение до 67 % наблюдается лишь при экстремальных комбинациях весов.

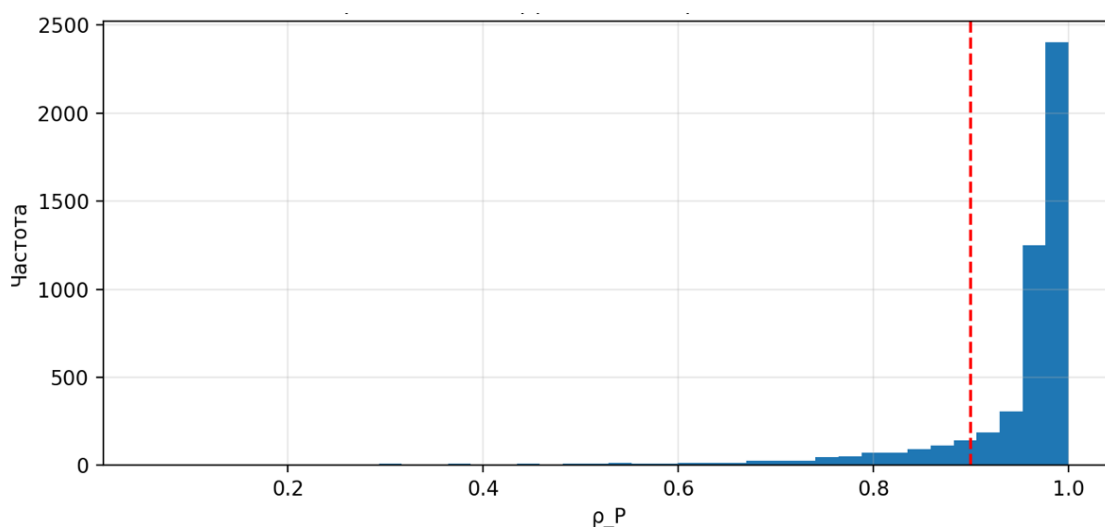


Рисунок 31 – Распределение ρ_P (составлено автором)

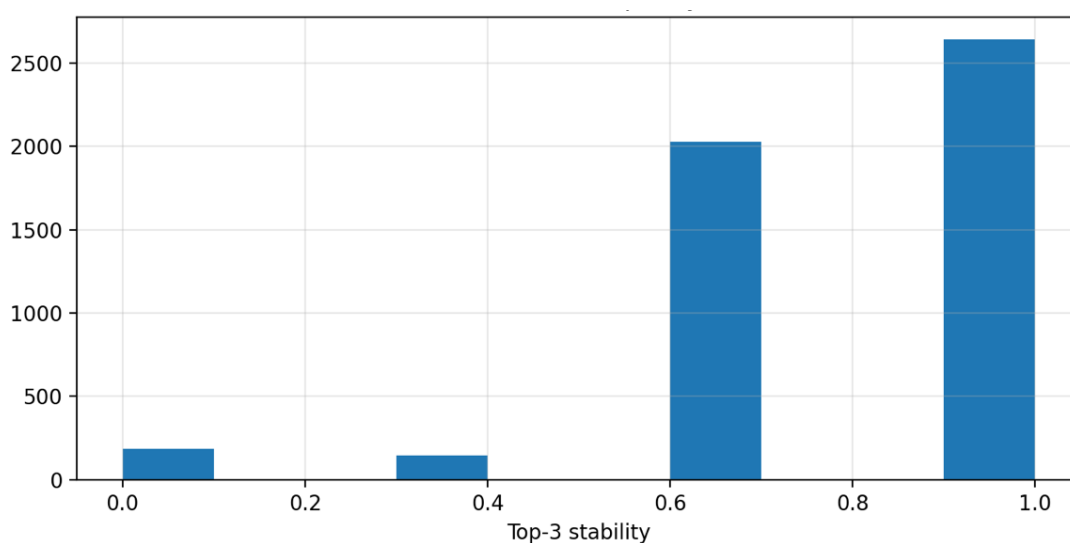


Рисунок 32 – Устойчивость индекса DR PI по отношению к

наиболее пригодным для управления спросом суткам (составлено автором)

Средняя дисперсия индекса по ансамблю весов составляет 0,0196, что соответствует умеренному разбросу абсолютных значений при сохранении структурной динамики.

Полученные результаты подтверждают, что выводы о потенциале применения технологии управления спросом на ЭЭ носят инвариантный характер и не зависят критически от выбора весовых коэффициентов.

Оценка устойчивости результирующих выводов:

На третьем этапе проводится анализ инвариантности практических выводов о потенциале применения технологии управления спросом на ЭЭ при вариации весовой структуры индекса. Для окончательного подтверждения методологической верности определения индекса DR PI необходимо проверить аспекты, связанные с

сохранностью ранжирования суток по уровню потенциала (а также выделение наиболее и наименее привлекательных с точки зрения потенциала применения технологии управления спросом на ЭЭ суток).

Оценка выполняется на основе ансамбля весов, полученного методом Монте-Карло.

Дополнительно рассчитаем коэффициент глобальной устойчивости ранжирования (Kendall τ). В отличие от ρ_P и ρ_S данный коэффициент измеряет согласованность порядка элементов в двух ранжированиях, а не просто линейную зависимость значений. Представим результат расчёта в виде двух двумерных симплексов на рисунке 33.

Глобальный анализ устойчивости ранжирования показал, что среднее значение коэффициента Кендалла составляет 0,84, что свидетельствует о высокой согласованности порядка суток при произвольной вариации весов.

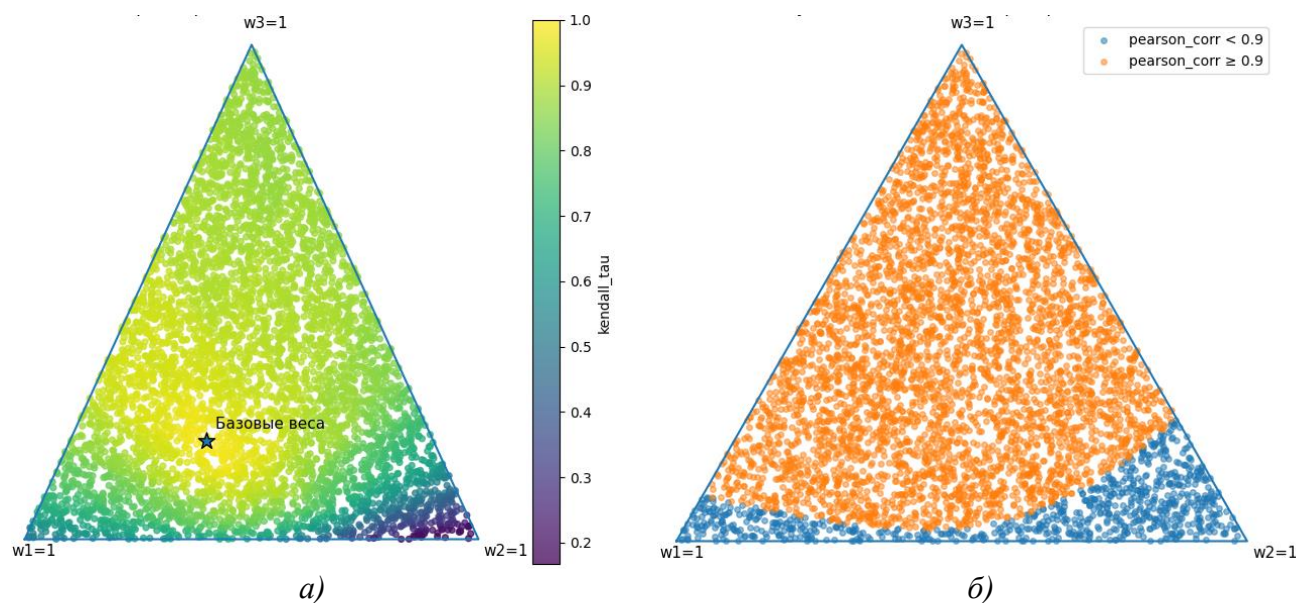


Рисунок 33 – Симплекс весов, рассчитанный методом Кендалла (а) и Пирсона (б)
(составлено автором)

Устойчивость выделения трёх наиболее привлекательных с точки зрения потенциала применения технологии управления спросом на ЭЭ суток составляет в среднем 0,81, а трёх наименее привлекательных – 0,79. В половине реализаций ранжирование полностью сохраняется.

Согласованность классификации суток по медианному уровню привлекательности с точки зрения потенциала применения технологии управления спросом на ЭЭ превышает 90 %.

Снижение устойчивости наблюдается лишь при экстремальных значениях весов, соответствующих вершинам симплекса, когда индекс фактически вырождается в одну из компонент.

Таким образом, практические выводы о привлекательности с точки зрения потенциала применения технологии управления спросом на ЭЭ являются инвариантными по отношению к выбору весовых коэффициентов.

2.6 Выводы по главе 2

На основе проведённых исследований и представленных в главе результатов сделаны следующие выводы:

1. Разработана и формализована методика идентификации паттернов электропотребления, основанная на схеме «сегментация временного ряда-SSA-декомпозиция-кластеризация компонент», что позволяет перейти от анализа агрегированного графика нагрузки к анализу его структурных составляющих.

2. Обоснован состав исходных данных для анализа: временной ряд электропотребления с шагом дискретизации 30 минут и минимальным горизонтом наблюдения 1 месяц (1440 точек), достаточным для выявления устойчивых недельно-суточных закономерностей. Установлено, что для рассматриваемой задачи допустимо использование данных технического учёта с типовой точностью ± 5 %.

3. Разработана процедура предобработки данных, включающая выделение календарных признаков из временной отметки. Показано, что прямые линейные корреляции между рядом электропотребления и выделенными календарными признаками выражены слабо, что обосновывает необходимость применения методов декомпозиции для выявления скрытых периодик и индивидуальных особенностей графика нагрузки.

4. Обосновано применение SSA как базового метода декомпозиции временных рядов электропотребления; описан полный вычислительный конвейер

метода, включающий формирование траекторной матрицы, сингулярное разложение и восстановление компонент диагональным усреднением. В качестве базового значения длины окна принято $L = 48$ отсчётов, соответствующее суточной периодике при шаге 30 минут.

5. Показано, что матрица w -корреляции применима для анализа вклада компонент и их первичной группировки; на примере месячного ряда подтверждена возможность выделения устойчивых суточных, недельных и внутрисуточных паттернов потребления.

6. Разработан автоматизированный способ кластеризации компонент SSA-разложения по признакам несущей частоты и среднеквадратичной амплитуды, обеспечивающий устойчивость к миграции компонент между группами и повышающий воспроизводимость процедуры выделения паттернов по сравнению с ручной группировкой.

7. Предложен способ фильтрации шумовых компонент на основе анализа сингулярных чисел и кривых вклада компонент. Установлено, что порядка 99,5 % информации исходного временного ряда восстанавливается суммированием первых 7 компонент (включая трендовую), что позволяет существенно сократить размерность представления сигнала без потери его существенных свойств.

8. Выполнена оценка устойчивости разработанного алгоритма при изменении длины окна SSA. Установлено, что в диапазоне 1-25 суток метрики согласованности разбиений ARI и NMI для большинства значений окна находятся на уровне 0,55-0,70; при $L < 3$ суток значения ARI снижаются до 0,4-0,5; при $L = 7$ суток и $L \approx 22$ суток получено полное совпадение разбиений ($ARI = 1$; $NMI = 1$). Показано, что средняя корреляция сопоставленных кластерных сигналов превышает 0,8 начиная с $L \approx 4$ суток и достигает 1,0 при $L = 7$ суток.

9. Установлено, что результаты кластеризации слабо зависят от случайной инициализации алгоритма k-means: по 30 независимым запускам для каждого значения окна максимальное стандартное отклонение составило 0,053 для ARI и 0,036 для NMI. Это подтверждает, что основным фактором вариации результатов является выбор окна SSA, а не стохастичность алгоритма кластеризации.

10. Предложен интегральный индекс потенциала управления спросом DR PI, включающий компоненты доли гибкой энергии, концентрации гибкой энергии и динамики внутрисуточных изменений нагрузки. Показано, что индекс устойчив к выбору весовых коэффициентов: при локальном варьировании весов на $\pm 20\%$ корреляция Пирсона с базовым вариантом составила 0,9986-0,9996, корреляция Спирмена – 0,9965-0,9985, среднее абсолютное отклонение не превысило 0,0275; при глобальном анализе методом Монте-Карло по 5000 наборам весов в большинстве реализаций корреляция Пирсона превышала 0,95, среднее значение коэффициента Кендалла составило 0,84. Тем самым подтверждена пригодность разработанной методики для устойчивой количественной оценки потенциала управления спросом и формирования информационной основы для последующей классификации нагрузок по управляемости.

Полученные результаты подтверждают, что предложенный в главе 2 подход обеспечивает:

- выделение устойчивых и интерпретируемых паттернов графика нагрузки;
- сокращение размерности представления временного ряда без потери существенной информации;
- количественную и устойчивую оценку потенциала DSM во времени;
- формирование информационной основы для последующей классификации нагрузок по управляемости и синтеза алгоритмов управления спросом в автономных ЭТК с гибридной генерацией.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА КЛАССИФИКАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ ЦЕЛЕЙ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

3.1 Анализ классификационных признаков электрических нагрузок

Для построения классификации нагрузок, ориентированной на цели управления спросом на электроэнергию, необходимо выделить признаки, непосредственно определяющие допустимый тип управляющего воздействия и соответствующие ограничения [3, 4]. В рамках диссертационного исследования в качестве базовых признаков принимаются: время реакции нагрузки, длительность технологического цикла, глубина изменения активной мощности, дальность временного переноса и параметры окна реализации DR.

3.1.1 Время реакции нагрузки (t_r)

Время реакции нагрузки t_r определяется как промежуток времени между моментом подачи управляющего сигнала и моментом возникновения наблюдаемого изменения активной мощности или иного контролируемого параметра. Данный признак характеризует инерционность процесса управления и определяет минимально допустимый горизонт формирования управляющего воздействия.

3.1.2 Время цикла (t_c)

Длительность технологического цикла t_c определяется как время, необходимое электроприёмнику или технологическому агрегату для завершения рабочего цикла. Для различных классов нагрузок цикл может быть явно выраженным или неявным, непрерывным или допускающим изменение длительности в зависимости от режима управления.

3.1.3 Глубина изменения активной мощности (γ)

Глубина изменения активной мощности γ определяется по (3.1) как отношение изменения активной мощности нагрузки к её базовому или установленному уровню:

$$\gamma = \frac{\Delta P}{P_{base}}. \quad (3.1)$$

Для большинства нагрузок $\gamma \in [0,1]$, а для нагрузок с двунаправленным обменом мощностью возможны значения $\gamma < 0$, соответствующие режиму отдачи энергии в сеть.

3.1.4 Дальность переноса (ΔT)

Дальность переноса ΔT определяется как максимально допустимое смещение нагрузки или технологического цикла по времени без нарушения технологических, эксплуатационных или режимных ограничений. Данный признак ограничивает допустимое множество временных сдвигов при реализации DR.

3.1.5 Окно реализации DR

Для целей дальнейшей формализации целесообразно различать:

- временное окно реализации DR W_{DR} , задающее интервал времени, в пределах которого допускается управляющее воздействие;
- энергетический объём DR E_{DR} , характеризующий доступный объём энергии, который может быть перенесён, ограничен или перераспределён в пределах окна W_{DR} .

Первые четыре признака в основном определяются свойствами самой нагрузки и технологического процесса, тогда как W_{DR} и E_{DR} зависят как от нагрузки, так и от состояния внешней среды – режима работы электротехнического комплекса, доступности генерации, ограничений по сети и прогноза нагрузки.

3.2 Формулировка предлагаемой классификации нагрузок

Выделенные выше классификационные признаки, а также сформированные внешней средой тренды и тенденции в области повышения энергоэффективности, являются основными предпосылками для формулирования особой классификации нагрузки, которая отличается от существующих, предлагаемых в [22, 61, 105] для реализации целей энергосбережения непромышленных потребителей. Отсутствие классификации нагрузок, ориентированной на цели DSM, затрудняет формализацию допустимых управляющих воздействий и ограничений в задачах управления спросом в распределительных сетях и автономных ЭТК с гибридной генерацией.

На основе признаков, выделенных в подразделах 3.1.1 – 3.1.5 предлагается классификация электрических нагрузок, ориентированная на различные цели управления спросом в автономных электротехнических комплексах с гибридной генерацией. В отличие от нормативных классификаций, основанных на критериях надёжности электроснабжения или теплового режима оборудования, предлагаемая классификация строится по признаку допустимого типа управляющего воздействия и по набору ограничений, в пределах которых такое воздействие может быть реализовано.

Предлагаемая в диссертации классификация электрических нагрузок является прикладной и ориентирована не на строгое таксономическое разделение нагрузок по единственному основанию, а на выделение классов, различающихся по допустимому типу управляющего воздействия в задачах DSM. В связи с этим в классификации одновременно учитываются временные, мощностные и пространственно-топологические свойства нагрузки.

Сформулируем классификацию нагрузок для цели реализации стратегии DSM. Разделим нагрузки на пять групп: вариативная, скользящая, гибкая, мигрирующая и пассивная и сведём признаки и определения в таблицу 7. Указанные группы различаются по характеру технологического цикла, допустимости изменения мощности, возможности временного переноса, двунаправленного обмена энергией и пространственной привязке к центру питания.

Как следует из таблицы 7, выделенные классы различаются не только характером технологического цикла, но и допустимым типом управляющего воздействия. Для вариативной нагрузки основным типом DR является изменение мощности в пределах допустимой глубины γ ; для скользящей – временной перенос непрерывного цикла на интервал ΔT ; для гибкой – двунаправленное изменение мощности; для мигрирующей – перераспределение нагрузки между центрами питания; для пассивной – исключение из множества управляемых нагрузок.

Таблица 7 – Классы нагрузок для целей DSM и их признаки (составлено автором)

Класс нагрузки	Характер технологического цикла	Допустимое изменение мощности γ	Допустимость временного переноса ΔT	Двунаправленный переток мощности	Пространственная привязка к центру питания	Основной тип DR
Вариативная	Неявный, допускающий изменение длительности	$0 < \gamma \leq \gamma_{max}$	Да, в пределах ΔT	–	Фиксированная	Ограничение или модуляция мощности
Скользкая	Явно выраженный, непрерывный	$\gamma \approx const$ в пределах цикла	Да, перенос цикла в пределах ΔT	–	Фиксированная	Сдвиг цикла во времени
Гибкая	Неявный или квазинепрерывный	$\gamma \in [\gamma_{min}, \gamma_{max}]$, $\gamma_{min} < 0$	Да	+	Фиксированная	Заряд/разряд, двунаправленное регулирование
Мигрирующая	Определяется маршрутом, положением или тактом движения	γ определяется режимом работы и схемой питания	Да	+/-	Переменная	Временное и топологическое распределение нагрузки
Пассивная	Жёстко заданный или не допускающий вмешательства	$\gamma = 0$	Нет	–	Фиксированная или несущественная	Не участвует в DSM

3.2.1 Вариативная нагрузка

Вариативная нагрузка – это группа электроприёмников с неявно заданным или слабо фиксированным технологическим циклом, допускающих уменьшение активной мощности в пределах допустимой глубины управления γ при соответствующем увеличении длительности цикла t_c . К данному классу относятся электроприёмники, обладающие технологической инерцией или естественными накопителями энергии. Типичными представителями вариативной нагрузки являются нагревательные установки, компрессоры, насосные и водоотливные установки.

С позиции управления спросом для вариативной нагрузки основным типом воздействия является ограничение или модуляция мощности в пределах временного окна реализации DR. Допустимость такого воздействия определяется временем реакции нагрузки t_r , глубиной изменения мощности γ , а также допустимой дальностью переноса ΔT . При этом снижение активной мощности не приводит к прерыванию технологического процесса, однако вызывает увеличение длительности цикла t_c , что должно учитываться при формировании управляющего сигнала.

Для вариативной нагрузки характерно наличие связи между глубиной управления γ и длительностью технологического цикла t_c : при уменьшении мощности, как правило, происходит увеличение времени выполнения операции. Конкретный вид этой зависимости определяется физико-технологическими особенностями электроприёмника и параметрами объекта управления. Так, для водоотливной установки допустимая глубина управления ограничивается производительностью насоса, диапазоном регулирования частоты привода, объёмом зумпфа, а также переменными факторами, такими как интенсивность водопритока и режимы технического обслуживания и ремонта.

Следовательно, вариативная нагрузка представляет собой класс электроприёмников, для которых управление спросом реализуется за счёт перераспределения потребления во времени при сохранении выполнимости технологической функции и соблюдении ограничений по t_r , γ , t_c и ΔT .

3.2.2 Скользящая нагрузка

Скользящая нагрузка – это группа электроприёмников с явно выраженным непрерывным технологическим циклом, для которых допустим перенос момента запуска или выполнения цикла во времени без изменения формы и уровня потребляемой мощности в пределах самого цикла. К данному классу относятся технологические агрегаты и установки, а также бытовые потребители с заранее определяемой последовательностью операций и фиксированной длительностью рабочего цикла.

Основным типом DR для скользящей нагрузки является временной сдвиг цикла в пределах допустимой дальности переноса ΔT . В отличие от вариативной нагрузки, здесь объектом управления является не величина мощности как таковая, а положение непрерывного цикла на временной оси. Поэтому для скользящей нагрузки глубина управления γ в пределах самого цикла остаётся практически постоянной, а эффект управления достигается за счёт смещения цикла из неблагоприятного по режиму временного интервала в более предпочтительное окно реализации DR.

Размер доступного временного окна W_{DR} для скользящей нагрузки должен быть сопоставим с длительностью технологического цикла t_c , поскольку перенос возможен только при сохранении его непрерывности. Это позволяет использовать методы сопоставления паттернов нагрузки с прогнозным графиком энергосистемы или автономного ЭТК для выбора целевого интервала переноса. В таком случае локальными критериями оптимизации могут выступать снижение максимума нагрузки, уменьшение коэффициента неравномерности графика или уменьшение отклонения потребляемой мощности от целевого уровня.

Таким образом, скользящая нагрузка представляет собой класс электроприёмников, для которых управление спросом реализуется за счёт временного переноса непрерывного цикла без изменения его внутренней структуры и без нарушения технологической последовательности операций.

3.2.3 Гибкая нагрузка

Гибкая нагрузка – это группа электроприёмников и устройств, допускающих двунаправленный обмен активной мощностью с сетью (двусторонний переток), вследствие чего управление спросом может осуществляться не только за счёт уменьшения или переноса потребления, но и за счёт выдачи энергии в электрическую сеть. К данному классу относятся системы накопления электроэнергии, электроприводы с рекуперацией и иные устройства, обладающие возможностью быстрого изменения режима в обоих направлениях по мощности.

Для гибкой нагрузки глубина управления сможет принимать как положительные, так и отрицательные значения. Положительные значения соответствуют режиму потребления, отрицательные – режиму отдачи мощности в сеть. Именно эта особенность отличает гибкую нагрузку от вариативной и скользящей, для которых управление реализуется только в пределах потребляющего режима.

С точки зрения DSM гибкая нагрузка характеризуется малым временем реакции t_r , высокой манёвренностью и расширенным окном реализации DR. При этом допустимая дальность переноса ΔT определяется не только технологическими ограничениями, но и энергетическим состоянием устройства, в частности запасом энергии, допустимыми режимами заряда и разряда, а также условиями работы электротехнического комплекса. Для данного класса нагрузок управление спросом может использоваться как для сглаживания графика потребления, так и для поддержки режимной устойчивости автономного ЭТК с гибридной генерацией, включая компенсацию кратковременных дисбалансов мощности.

Следовательно, гибкая нагрузка представляет собой класс электроприёмников и устройств, для которых управление спросом реализуется посредством двунаправленного регулирования мощности и может использоваться как в экономических целях, так и в целях повышения устойчивости режима.

3.2.4 Мигрирующая нагрузка

Мигрирующая нагрузка – это группа электроприёмников, для которых потребление электроэнергии может осуществляться от нескольких территориально

распределённых центров питания в зависимости от текущего положения, маршрута движения или схемы подключения. К данному классу относятся, например, карьерные автосамосвалы с троллейным питанием, железнодорожный технологический транспорт, а также иное подвижное оборудование, способное получать питание от различных фидеров или подстанций, в том числе электромобильный транспорт, подключённый по технологии V2G [125, 126].

Выделение мигрирующей нагрузки в самостоятельный класс обусловлено тем, что в задачах DSM для неё возможны не только временные, но и топологические управляющие воздействия. Иными словами, изменение режима такой нагрузки может быть связано не только с уменьшением, увеличением или переносом потребления во времени, но и с перераспределением потребляемой мощности между различными шинами, фидерами или центрами питания.

Для мигрирующей нагрузки существенное значение имеют пространственная привязка к источнику питания, маршрут движения и, при наличии, тактовость перемещения. Эти параметры могут использоваться в качестве дополнительных информационных потоков при формировании управляющих воздействий в системе DSM. Например, при наличии нескольких тяговых подстанций графики их нагрузки могут рассматриваться как взаимосвязанные временные ряды, отражающие перемещение потребителя в пространстве и позволяющие формировать алгоритмы перераспределения мощности между участками сети.

Таким образом, мигрирующая нагрузка представляет собой специальный класс электроприёмников, для которого управление спросом включает пространственно-временное перераспределение нагрузки и должно учитывать как временные, так и топологические ограничения электроснабжения.

3.2.5 Пассивная нагрузка

Пассивная нагрузка – это группа электроприёмников, для которых изменение активной мощности, времени включения, длительности цикла или режима питания недопустимо по технологическим, техническим или эксплуатационным причинам, а также по причинам надёжности. К данному классу относятся, как правило,

базовые и критические нагрузки, не допускающие участия в процедурах управления спросом без нарушения требований технологического процесса или безопасности эксплуатации.

В отличие от управляемых классов нагрузок, пассивная нагрузка не образует допустимого множества управляющих воздействий: для неё глубина управления принимается равной $\gamma = 0$, а допустимая дальность переноса ΔT отсутствует. Следовательно, пассивная нагрузка должна рассматриваться как неуправляемая составляющая суммарного графика потребления.

Выделение пассивной нагрузки в отдельный класс необходимо для корректной декомпозиции общего электропотребления на управляемую и неуправляемую части, а также для исключения из процедур DSM тех электроприёмников, для которых реализация внешнего управляющего воздействия принципиально невозможна или экономически нецелесообразна.

Таким образом, пассивная нагрузка задаёт нижнюю границу применимости DSM и служит базой для формирования ограничений в задачах оптимизации режимов автономного ЭТК с гибридной генерацией.

Таким образом, предложенные классы нагрузок различаются не только по физико-технологической природе, но и по допустимому типу управляющего воздействия. Это позволяет использовать предложенную классификацию в качестве основы для последующей в главе 4 математической формализации алгоритмов DSM.

3.3 Сравнительный анализ предложенной классификации с существующими аналогами

Предложенная классификация электроприёмников охватывает всё электромеханическое, энергетическое, электрохимическое и прочие виды технологического оборудования автономных ЭТК с гибридной генерацией.

В ведущих исследованиях [81, 100, 114] по DSM и DR распространены упрощённые подходы к разделению нагрузок на переносимые, ограничиваемые, отключаемые, с функцией накопления и теплотехническое оборудование. Однако такие подходы, как правило, ориентированы на бытовых или коммерческих

потребителей и не учитывают специфику автономных ЭТК с гибридной генерацией, включая наличие технологических циклов, нагрузок с рекуперацией и нагрузок с пространственно распределённым питанием. В отличие от указанных схем предлагаемая классификация ориентирована на промышленный или частный автономный ЭТК с гибридной генерацией с применением DSM и допускает прямое использование в математической формализации задач оптимизации.

3.3.1 Нормативное разделение электроприёмников на группы

Рассмотрим категории электроприёмников, закреплённые в ПУЭ 7-го издания. В соответствии с главой 1.27 раздела 1 ПУЭ 7-го издания электроприёмники подразделяются на три категории, для одной из которых выделяется особая группа. Целью данной классификации является разделение электроприёмников по критерию надёжности электроснабжения. Так, для третьей, второй, первой категорий и особой группы первой категории электроприёмников принимаются отдельные нормативные периоды по восстановлению электроснабжения. Данная классификация не позволяет построить на её классификационных признаках систему управления нагрузкой.

Рассмотрим закреплённую в ГОСТ Р 52776-2007 классификацию режимов работы вращающихся электрических машин. В соответствии с 4 разделом ГОСТ Р 52776-2007 «Машины электрические вращающиеся» указаны десять различных режимов работы электропривода: от S1 (продолжительный режим) до S10 (режим с дискретными постоянными нагрузками и частотами вращения). Данные режимы работы своей целью ставят определить исполнение электрической машины, в частности её тепловую постоянную. Режим позволяет корректно подобрать систему охлаждения, класс изоляции и запас по перегреву и прочие параметры, прямо влияющие на конструкцию электрической машины. Данная классификация не позволяет построить на её классификационных признаках систему управления электроприводом для целей управления спросом. Однако, режим работы электрической машины может косвенно повлиять на ограничения, применяемые к управляемой нагрузке. Так, например, обмотка электродвигателя класса S1 может быть подвергнута риску перегрева при эксплуатации в режиме S2.

3.3.2 Существующие классификации нагрузок для DSM

В литературе по DSM и DR наиболее распространены классификации, основанные на механизме реализации DR. Так, в обзорных работах [100, 114] программы DR обычно разделяются по обоснованию: ценовому и мотивационному (см рисунок 10 для подробностей о разных подходах к управлению спросом). К первой группе относят тарификацию максимумов потребления, динамическое ценообразование и пр., ко второй – прямое управление, стимулирование через геймификацию и прочие смежные рыночные механизмы. Такой подход удобен для описания рыночной или организационной формы участия потребителя в DR, однако он не даёт достаточной информации о физических и технологических ограничениях конкретного электроприёмника и потому не может быть непосредственно использован для построения алгоритма управления отдельными классами нагрузок в автономном ЭТК с гибридной генерацией.

Другой распространённый подход [81] связан с классификацией DR по типу предоставляемой услуги или модели изменения графика нагрузки. В частности, рассматриваются семейства моделей, переходящих от ограничения (curtailment) конкретной, отдельно взятой, нагрузки к её смещению (shifting). Данный подход уже ближе к задачам математического моделирования, поскольку описывает форму управляющего воздействия на агрегированный спрос. Однако и он в основном оперирует укрупнёнными категориями изменения нагрузки и не раскрывает, за счёт каких физико-технологических свойств электроприёмника соответствующее воздействие вообще допустимо. Иными словами, в таких классификациях объектом является уже агрегированная DR-услуга, а не сам тип нагрузки как носителя гибкости.

В прикладных работах по промышленному DSM [100, 122] дополнительно используются деления нагрузок по регулируемости: по принципу возможности вмешиваться в работу и по принципу управления. Такие классификации отражают важный практический аспект – возможность участия промышленной нагрузки в DR без нарушения производственного процесса. Вместе с тем они остаются в значительной степени укрупнёнными: в них, как правило, не выделяются нагрузки

с возможностью рекуперации, а также нагрузки, для которых управление связано не только с временным перераспределением, но и с перераспределением по различным центрам питания. Для автономных ЭТК с гибридной генерацией это ограничение является существенным, поскольку в их режиме значимы не только сдвиг или ограничение потребления, но и поддержание баланса мощности, взаимодействие с накопителями и перераспределение нагрузки между фидерами, шинами и центрами питания.

В работах по управлению автономными ЭТК и EMS [41] также встречается деление нагрузок по принципу участия в DR. Такие классификации полезны на уровне общей архитектуры EMS систем, поскольку позволяют отделить критическую и управляемую нагрузку при управлении. Однако они недостаточны для задач, поставленных в диссертационном исследовании, так как не дают внутреннего разбиения множества управляемых нагрузок по характеру цикла, типу допустимого воздействия и ограничениям на перенос или изменение мощности. Между тем именно эти различия определяют выбор математической модели DSM и структуру ограничений в оптимизационной постановке. В современных обзорах по EMS для микросетей прямо подчёркивается необходимость прогнозирования и управления нагрузкой, попадающей под категорию «управляемая», но сама нагрузка обычно не детализируется до уровня принадлежности к тому или иному техпроцессу, что релевантно для автономных ЭТК с гибридной генерацией.

Следовательно, существующие DSM-ориентированные классификации описывают в основном форму участия нагрузки в DR, но не формируют достаточной базы для перехода к математическому описанию технологических ограничений конкретного электроприёмника.

3.4 Выводы по главе 3

На основе проведённого анализа и разработанных положений в главе сделаны следующие выводы:

1. Выполнен анализ классификационных признаков электрических нагрузок, применимых к задачам управления спросом на электроэнергию в автономных электротехнических комплексах с гибридной генерацией. В качестве базовых

признаков, непосредственно определяющих допустимый тип управляющего воздействия, выделены: время реакции нагрузки t_r , длительность технологического цикла t_c , глубина изменения активной мощности γ , дальность временного переноса ΔT , а также временное окно реализации DR W_{DR} и доступный энергетический объём управления E_{DR} .

2. Показано, что выделенные признаки отражают как физико-технологические свойства электроприёмников, так и ограничения внешней среды, включая режим работы автономного ЭТК, доступность генерации, сетевые ограничения и прогнозный график нагрузки. Это позволяет использовать их в качестве основы для последующей математической формализации управляющих воздействий и ограничений в задачах DSM.

3. Сформулирована прикладная классификация электрических нагрузок, ориентированная на цели управления спросом на ЭЭ и отличающаяся от нормативных и общепринятых DSM-классификаций тем, что основана на допустимом типе управляющего воздействия и наборе ограничений его реализации. Введены пять классов нагрузок: вариативная, скользящая, гибкая, мигрирующая и пассивная.

4. Дано определение вариативной нагрузки как группы электроприёмников с неявно заданным или слабо фиксированным циклом, допускающих уменьшение активной мощности в пределах допустимой глубины управления γ при соответствующем увеличении длительности технологического цикла t_c . Показано, что для данного класса основным типом DR является ограничение или модуляция мощности, а допустимость управления определяется параметрами t_r , γ , t_c и ΔT .

5. Дано определение скользящей нагрузки как группы электроприёмников с явно выраженным непрерывным циклом, допускающих перенос момента запуска или выполнения цикла во времени без изменения формы и уровня потребляемой мощности в пределах самого цикла. Установлено, что для данного класса основным типом DR является временной сдвиг технологического цикла, а размер допустимого окна управления должен быть сопоставим с длительностью цикла t_c .

6. Дано определение гибкой нагрузки как группы электроприёмников и устройств, допускающих двунаправленный обмен активной мощностью с сетью. Показано, что для данного класса глубина управления γ может принимать как положительные, так и отрицательные значения, а сам класс пригоден не только для экономического управления спросом, но и для поддержки режимной устойчивости автономного ЭТК с гибридной генерацией.

7. Дано определение мигрирующей нагрузки как группы электроприёмников, способных получать питание от нескольких территориально распределённых центров питания в зависимости от маршрута движения, текущего положения или схемы подключения. Обосновано выделение данного класса как самостоятельного, поскольку для него управление спросом может включать не только временное, но и топологическое перераспределение нагрузки между шинами, фидерами и подстанциями.

8. Дано определение пассивной нагрузки как группы электроприёмников, для которых изменение мощности, времени включения, длительности цикла или режима питания недопустимо по технологическим, техническим, эксплуатационным причинам или по причинам надёжности. Показано, что выделение пассивной нагрузки необходимо для декомпозиции суммарного графика потребления на управляемую и неуправляемую составляющие и для корректного исключения неуправляемых электроприёмников из процедур DSM.

9. Выполнен сравнительный анализ предложенной классификации с существующими аналогами. Показано, что нормативные классификации электроприёмников, закреплённые в ПУЭ и ГОСТ Р 52776-2007, решают иные задачи, связанные с надёжностью электроснабжения и режимами работы электрических машин, и потому не могут служить основанием для построения алгоритмов DSM. Также установлено, что распространённые в литературе классификации нагрузок для DSM, основанные на делении нагрузок на переносимые, ограничиваемые, отключаемые, накопители и аналогичные группы, носят укрупнённый характер и не учитывают в полной мере специфику автономных ЭТК с гибридной генерацией.

10. Установлено, что предложенная классификация обеспечивает прямую связь между классом нагрузки и допустимым типом управляющего воздействия. Тем самым создана основа для последующей математической формализации стратегий DSM и построения алгоритмов управления спросом в автономных электротехнических комплексах с гибридной генерацией.

ГЛАВА 4 РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ С УЧЁТОМ ПРЕДЛОЖЕННОЙ КЛАССИФИКАЦИИ НАГРУЗОК

4.1 Формализация моделей управления для различных классов нагрузок

Для проведения моделирования необходимо перевести описание классов нагрузок, формализовать описание классов нагрузок, данное в предыдущей главе. Под нагрузкой далее понимается временной ряд потребления электроэнергии отдельным электроприёмником или их группой.

Далее приведём математическую формализацию описаний стратегий управления нагрузками различных типов, а также пример работы алгоритмов с выработкой сигналов на участие в управлении спросом [6].

4.1.1 Алгоритм управления вариативной нагрузкой

Вариативная нагрузка, в соответствии с классификацией, принятой в главе 3, представляет собой группу электроприёмников с неявно заданным или слабо фиксированным технологическим циклом, допускающих уменьшение активной мощности в пределах допустимой глубины управления γ при соответствующем увеличении длительности технологического цикла. Для данного класса электроприёмников управление спросом реализуется не за счёт прерывания процесса и не за счёт переноса непрерывного цикла целиком, а за счёт временного перераспределения потребления электроэнергии при сохранении энергетического результата технологической операции.

Пример работы алгоритма приведём на рисунке 34.

Под вариативной нагрузкой далее понимается временной ряд активной мощности, заданный по формуле (4.1):

$$P_t, \quad t \in \{1, \dots, T\}, \quad (4.1)$$

где T – число расчётных шагов на рассматриваемом горизонте управления.

Результат применения управляющего воздействия обозначим через $\tilde{P}_t$.

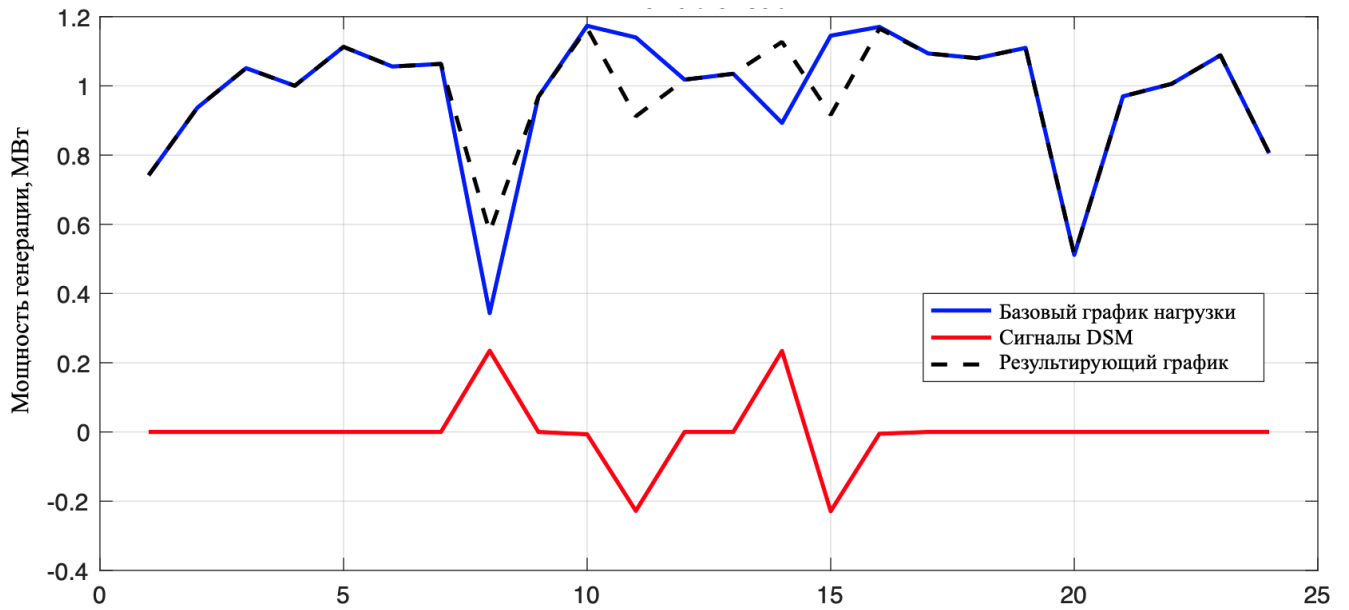


Рисунок 34 – Пример работы алгоритма DSM относительно

вариативной нагрузки до точной настройки параметров (составлено автором)

Введём следующие параметры и переменные:

- $\gamma_t \in [0, \gamma_{max}]$ – относительная глубина снижения мощности на шаге t ;
- $u_t \in \{0, 1\}$ – бинарный индикатор участия нагрузки в управлении спросом на шаге t ;
- $\Delta T \in N$ – максимально допустимая дальность временного перераспределения;
- $W_{DR}(t) \subseteq \{1, \dots, T\}$ – допустимое временное окно перераспределения для шага t , формируемое как $W_{DR}(t) = \{\tau \in \{1, \dots, T\}: 0 < |\tau - t| \leq \Delta T\}$, если иные технологические запреты не заданы отдельно.

Тогда величина снимаемой мощности для вариативной нагрузки определяется выражением $\Delta P_t = u_t \gamma_t P_t$, а скорректированный профиль в точке исходного воздействия записывается по формуле (4.2):

$$\tilde{P}_t = P_t - \Delta P_t + \sum_{\tau \in \{1, \dots, T\}} r_{t\tau}, \quad (4.2)$$

где $r_{t\tau} \geq 0$ – величина мощности, перенесённой с шага t на шаг τ .

Для вариативной нагрузки принципиально важно выполнение условия энергетической эквивалентности: снижение потребления в одном интервале должно сопровождаться его компенсацией в других допустимых интервалах. Это условие записывается по формуле (4.3):

$$\sum_{\tau \in W_{DR}(t)} r_{t\tau} = \Delta P_t, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}, \quad (4.3)$$

то есть вся снятая в момент t мощность должна быть перераспределена в пределах допустимого окна.

Итоговый скорректированный график нагрузки можно записать в эквивалентном виде по формуле (4.4):

$$\tilde{P}_t = P_t - \Delta P_t + \sum_{\tau: t \in W_{DR}(\tau)} r_{t\tau}. \quad (4.4)$$

При этом для всего горизонта управления должно выполняться условие (4.5), описывающее сохранение энергетического баланса:

$$\sum_{t=1}^T \tilde{P}_t = \sum_{t=1}^T P_t. \quad (4.5)$$

Управление вариативной нагрузкой должно удовлетворять ряду ограничений, записанных в виде формул (4.6)-(4.9).

Во-первых, ограничению на допустимую глубину управления:

$$0 \leq \gamma_t \leq \gamma_{max}, \quad \forall t. \quad (4.6)$$

Во-вторых, ограничению на допустимое множество временных сдвигов:

$$r_{t\tau} = 0, \quad \forall \tau \notin W_{DR}(t). \quad (4.7)$$

В-третьих, ограничению на недопустимость отрицательных значений скорректированной нагрузки:

$$\tilde{P}_t \geq 0, \quad \forall t. \quad (4.8)$$

В-четвёртых, при необходимости может быть введено ограничение на максимальную допустимую принимаемую добавку мощности в целевом интервале:

$$\sum_{\tau: t \in W_{DR}(\tau)} r_{t\tau} \leq R_t^{max}, \quad \forall t, \quad (4.9)$$

где R_t^{max} определяется технологическими или режимными ограничениями для данного электроприёмника либо для узла сети, к которому он подключён. Наличие такого ограничения позволяет избежать формирования вторичных максимумов нагрузки в результате перераспределения.

Содержательно данная модель означает следующее. На шагах, где нагрузка участвует в DSM, её активная мощность уменьшается на величину ΔP_t . Эта величина не теряется, а переносится в соседние по времени интервалы в пределах окна $W_{DR}(t)$. Тем самым для вариативной нагрузки реализуется не отключение и не

смещение жёсткого цикла, а именно управляемое сглаживание профиля мощности при сохранении интегрального объёма потреблённой энергии.

С учётом признаков, введённых в главе 3, данная постановка отражает физику рассматриваемого класса нагрузок:

- параметр t_r определяет минимально допустимый шаг реагирования и влияет на допустимость включения нагрузки в DSM;
- параметр γ_{max} ограничивает допустимую глубину изменения мощности;
- параметр ΔT ограничивает дальность временного переноса;
- энергетическое равенство обеспечивает сохранение технологического результата;
- ограничение на R_t^{max} позволяет учитывать ограничения как самого электроприёмника, так и режима работы автономного ЭТК с гибридной генерацией.

В рамках последующей верхнеуровневой оптимизации переменные u_t , γ_t и структура перераспределения r_{tt} настраиваются таким образом, чтобы сформировать скорректированный график $\tilde{P}_t$, обеспечивающий снижение максимумов нагрузки и уменьшение операционных затрат при соблюдении технологических и режимных ограничений.

Таким образом, алгоритм управления вариативной нагрузкой формализуется как задача перераспределения части мощности внутри ограниченного временного окна при сохранении энергетического баланса и соблюдении ограничений на глубину управления и допустимую дальность переноса. Такая постановка непосредственно соответствует логике классификации, предложенной в главе 3, и пригодна для дальнейшего включения в общую модель оптимизации режимов автономного электротехнического комплекса.

4.1.2 Алгоритм управления скользящей нагрузкой

В разделе выше полностью раскрыты определение и концепт управления скользящими нагрузками.

Скользящая нагрузка представляет собой группу электроприёмников с явно выраженным непрерывным технологическим циклом, для которых допустим

перенос момента запуска или выполнения цикла во времени без изменения формы и уровня потребляемой мощности в пределах самого цикла. Для данного класса управление спросом реализуется не за счёт модуляции мощности, как для вариативной нагрузки, а за счёт временного сдвига целостного паттерна нагрузки в пределах допустимого окна управления.

Пример работы алгоритма управления спросом для скользящей нагрузки приведён далее на рисунке 35.

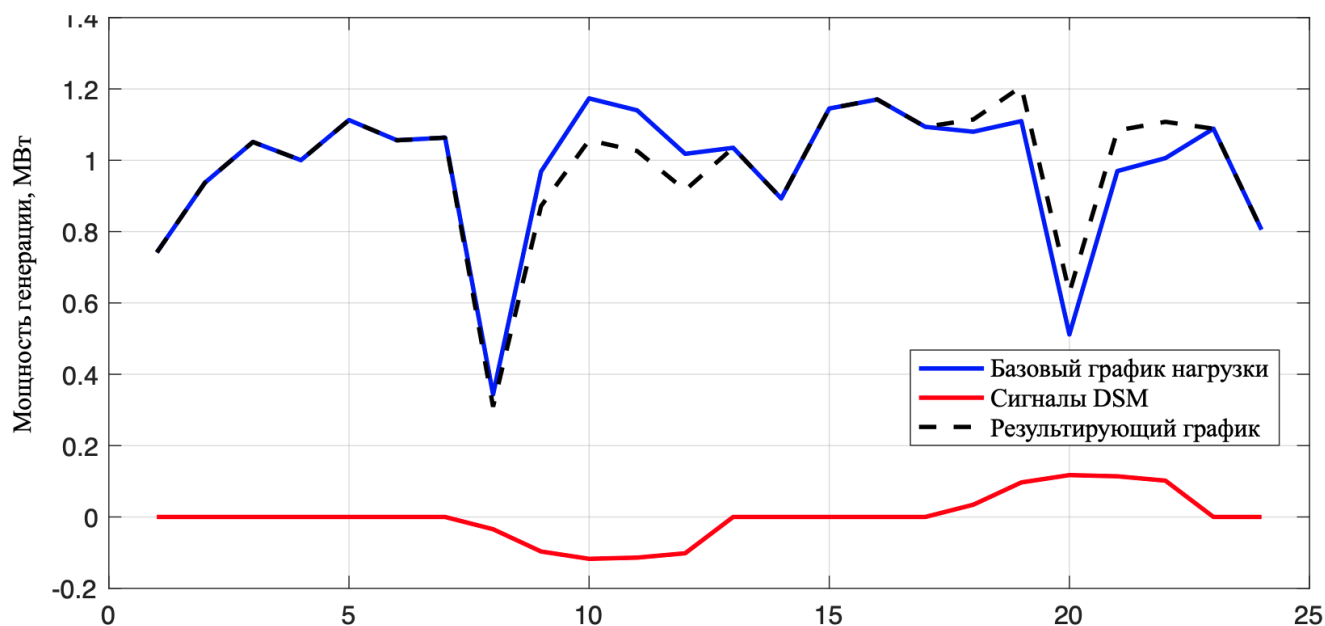


Рисунок 35 – Пример работы алгоритма DSM относительно

скользящей нагрузки до точной настройки параметров (составлено автором)

Также приведём формализованную логику работы данного алгоритма.

Пусть P_t , $t \in \{1, \dots, T\}$ – исходный профиль нагрузки на рассматриваемом горизонте управления, а $\tilde{P}_t$ – профиль после применения управляющего воздействия.

Предполагается, что в составе профиля нагрузки может быть выделен непрерывный фрагмент $p^{(c)} = \{p_1^{(c)}, \dots, p_L^{(c)}\}$, соответствующий технологическому циклу скользящей нагрузки, где L – длительность цикла в расчётных шагах. Указанный фрагмент может быть получен на основе информации о технологическом процессе, данных о типовом режиме работы электроприёмника либо посредством предварительного выделения характерного паттерна из временного ряда.

Пусть s – исходный момент начала цикла, тогда профиль нагрузки, связанный с данным циклом, занимает множество временных индексов, описываемых (4.10):

$$H^{old} = \{s, s + 1, \dots, s + L - 1\} \subseteq \{1, \dots, T\}. \quad (4.10)$$

Управление скользящей нагрузкой заключается в выборе нового момента запуска цикла s (4.11):

$$s \in S_{adm}, \quad (4.11)$$

где S_{adm} – множество допустимых моментов старта цикла, определяемое технологическими и режимными ограничениями. В простейшем случае множество допустимых стартов можно задать при помощи (4.12):

$$S_{adm} = s \in \{1, \dots, T - L + 1\}, \quad (4.12)$$

После переноса новый цикл занимает множество индексов (4.13):

$$H^{new} = \{s', s' + 1, \dots, s' + L - 1\}. \quad (4.13)$$

Тогда управляющее воздействие для скользящей нагрузки может быть представлено через коррекционный сигнал ΔP_t , задаваемый при помощи (4.14):

$$\Delta P_t = \begin{cases} -p_{t-s+1}^{(c)}, & t \in H^{old}, \\ p_{t-s+1}^{(c)}, & t \in H^{new}, \\ 0 & t \notin H^{old} \cup H^{new}. \end{cases} \quad (4.14)$$

Скорректированный профиль нагрузки определяется выражением (4.15):

$$\tilde{P}_t = P_t + \Delta P_t, \quad t \in \{1, \dots, T\}. \quad (4.15)$$

В отличие от вариативной нагрузки, для скользящей нагрузки энергетический баланс (4.16) выполняется автоматически при условии переноса цикла без изменения его формы:

$$\sum_{t=1}^T \tilde{P}_t = \sum_{t=1}^T P_t. \quad (4.16)$$

Допустимость переноса определяется рядом ограничений, записанных выражениями (4.17)-(4.21).

Во-первых, должен сохраняться сам технологический цикл, то есть форма паттерна не изменяется:

$$\tilde{P}_{s'+k-1} = P_{s+k-1}, \quad k = 1, \dots, L. \quad (4.17)$$

Во-вторых, перенос допускается только в пределах заданного окна:

$$|s' - s| \leq \Delta T. \quad (4.18)$$

В-третьих, новый цикл не должен выходить за пределы расчётного горизонта:

$$1 \leq s' \leq T - L + 1. \quad (4.19)$$

В-четвёртых, при необходимости может быть введено множество запрещённых стартов оборудования $S_{forb} \subseteq \{1, \dots, T - L + 1\}$, определяемое технологическими, организационными или сетевыми ограничениями. Тогда окончательное множество допустимых стартов записывается как:

$$S_{adm} = s \in \{1, \dots, T - L + 1\}, \quad s \notin S_{forb}. \quad (4.20)$$

В-пятых, если управление скользящей нагрузкой выполняется одновременно для нескольких циклов или нескольких агрегатов, может быть дополнительно наложено ограничение на отсутствие наложения циклов или на допустимую суммарную мощность в целевом интервале. В общем виде такое ограничение можно записать как:

$$\tilde{P}_t \leq P_t^{max,adm}, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}, \quad (4.21)$$

где $P_t^{max,adm}$ допустимый уровень нагрузки в соответствующем интервале.

Содержательно данная модель означает, что для скользящей нагрузки управление спросом реализуется как сохранение цикла при изменении его положения во времени. Это соответствует физике рассматриваемого класса электроприёмников: технологическая операция должна быть выполнена полностью, в непрерывном режиме, но её начало может быть сдвинуто в более предпочтительный период.

С учётом признаков, введённых в главе 3, данная постановка отражает следующие свойства скользящей нагрузки:

- время реакции t_r определяет минимально допустимый интервал между моментом подачи управляющего сигнала и новым моментом запуска;
- длительность цикла t_c определяет размер паттерна L и минимальный размер окна управления;
- дальность переноса ΔT ограничивает допустимое множество новых положений цикла;

– глубина управления γ для данного класса не является основным параметром управления, поскольку в пределах самого цикла профиль мощности сохраняется.

В рамках последующей верхнеуровневой оптимизации управляющей переменной для скользящей нагрузки выступает выбор нового момента запуска s' из множества S_{adm} . Этот выбор осуществляется таким образом, чтобы обеспечить снижение максимумов суммарной нагрузки, уменьшение операционных затрат и соблюдение технологических и режимных ограничений автономного электротехнического комплекса.

Таким образом, алгоритм управления скользящей нагрузкой формализуется как задача временного переноса непрерывного паттерна нагрузки в пределах допустимого окна при сохранении формы цикла, энергетического баланса и технологической непрерывности процесса. Такая постановка непосредственно соответствует логике классификации, предложенной в главе 3, и может быть использована в общей задаче оптимизации режимов автономного ЭТК.

4.1.3 Алгоритм управления гибкой нагрузкой

Для реализации алгоритма управления гибкой нагрузкой предусмотрено вовлечение электроприёмников в DSM с целью спрямления графика электрической нагрузки.

В отличие от вариативной и скользящей нагрузок, для которых управление реализуется в пределах потребляющего режима, гибкая нагрузка допускает как положительные, так и отрицательные значения управляющего воздействия (перетока мощности). Поэтому в математической постановке для данного класса необходимо учитывать не только текущую мощность, но и состояние устройства (например SoC СНЭЭ). Пример результатов работы алгоритма DSM для гибкой нагрузки приведён на рисунке 36.

Пусть P_t , $t \in \{1, \dots, T\}$, — исходный профиль мощности гибкой нагрузки на горизонте управления, а $\tilde{P}_t$ — профиль после применения управляющего воздействия.

Для математического описания двунаправленного режима введём в (4.22) управляющую переменную u_t , которая описывает корректирующее воздействие относительно базового профиля:

$$\tilde{P}_t = P_t + u_t, \quad t \in \{1, \dots, T\}. \quad (4.22)$$

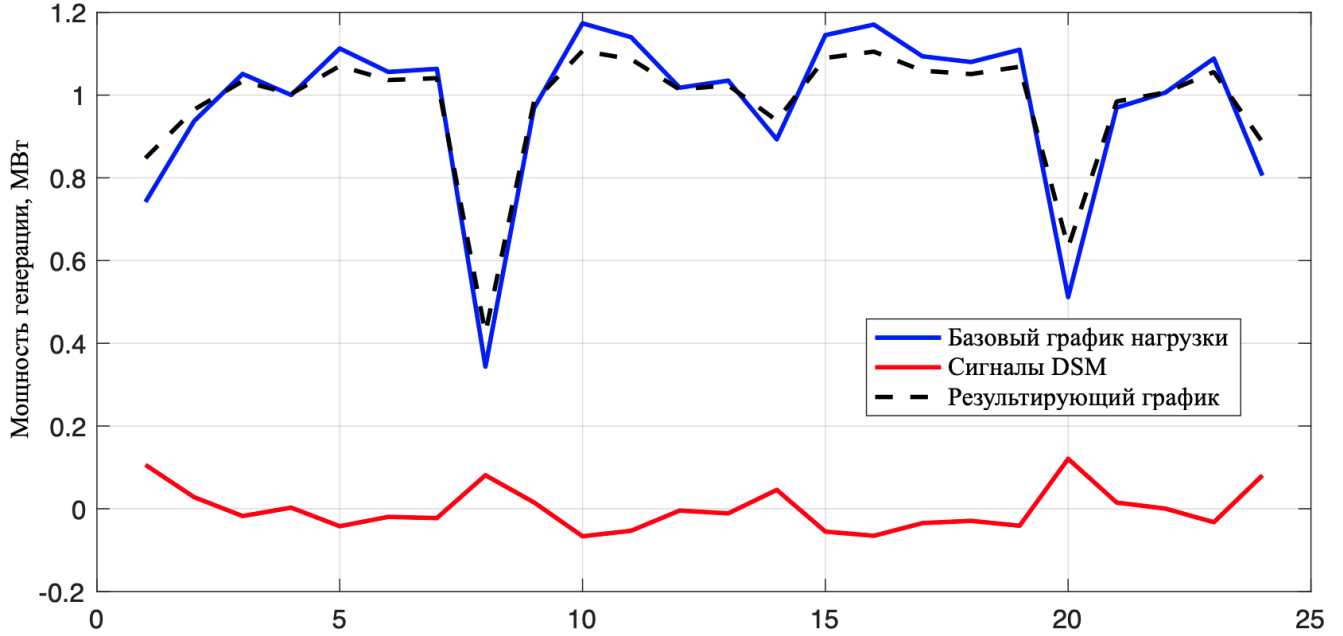


Рисунок 36 – Пример работы алгоритма DSM относительно

гибкой нагрузки до точной настройки параметров (составлено автором)

Знак u_t , имеет следующий физический смысл:

- при $u_t < 0$ происходит уменьшение потребления относительно базового режима;
- при $u_t > 0$ происходит увеличение потребления;
- если для рассматриваемой нагрузки положительное направление мощности выбрано как потребление, то режим отдачи энергии в сеть задаётся через $\tilde{P}_t < 0$.

Для удобства дальнейшей формализации посредством (4.23) допустимые границы мощности:

$$P_t^{min} \leq \tilde{P}_t \leq P_t^{max}, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}, \quad (4.23)$$

при этом P_t^{min} может быть отрицательным, если нагрузка допускает режим генерации в сеть.

Так как гибкая нагрузка обладает внутренним энергетическим состоянием, необходимо ввести переменную SoC_t , характеризующую запас энергии, уровень

заряда или иной эквивалентный энергетический ресурс устройства на шаге t . Тогда динамика состояния может быть записана в обобщённом виде по формуле (4.24):

$$SoC_{t+1} = SoC_t + \eta_t^{in} P_t^{in} \Delta t - \frac{1}{\eta_t^{out}} P_t^{out} \Delta t, \quad (4.24)$$

где $P_t^{in} \geq 0$ – мощность, поступающая во внутренний энергетический контур устройства; $P_t^{out} \geq 0$ – мощность, отдаваемая из него; $\eta_t^{in}, \eta_t^{out}$ – коэффициенты эффективности соответствующих процессов; Δt – шаг дискретизации.

В простейшем случае можно считать, что справедливо выражение (4.25):

$$u_t = P_t^{in} - P_t^{out}, \quad (4.25)$$

а состояние SoC_t ограничено по (4.26) сверху и снизу:

$$SoC^{min} \leq SoC_t \leq SoC^{max}, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}. \quad (4.26)$$

Так двунаправленный характер управления формируется в пределах допустимого энергетического состояния устройства.

Для гибкой нагрузки управление спросом, как правило, направлено на снижение неравномерности графика суммарного потребления автономного ЭТК. В этой связи удобно вводить некоторый целевой уровень мощности P_t^{ref} , который задаёт желаемую форму скорректированного графика. В качестве P_t^{ref} может использоваться:

- средний арифметический уровень нагрузки на рассматриваемом горизонте;
- прогнозный целевой профиль, определяемый верхнеуровневой задачей диспетчеризации;
- допустимый сетевой уровень мощности в узле подключения.

Тогда локальная задача управления гибкой нагрузкой может быть сформулирована в виде (4.27) как задача минимизации отклонения от целевого профиля:

$$\min_{u_t} \sum_{t=1}^T (\tilde{P}_t - P_t^{ref})^2, \quad (4.27)$$

при ограничениях, заданных в (4.28)-(4.32):

$$\tilde{P}_t = P_t + u_t, \quad (4.28)$$

$$P_t^{min} \leq \tilde{P}_t \leq P_t^{max}, \quad (4.29)$$

$$SoC_{t+1} = SoC_t + \eta_t^{in} P_t^{in} \Delta t - \frac{1}{\eta_t^{out}} P_t^{out} \Delta t, \quad (4.30)$$

$$SoC^{min} \leq SoC_t \leq SoC^{max}. \quad (4.31)$$

Если гибкая нагрузка рассматривается как нейтральная с точки зрения потребления электроэнергии (сумма полученной ЭЭ равна отданной в сеть) на заданном горизонте управления, дополнительно может быть наложено условие возврата состояния в исходную область:

$$SoC_{T+1} = SoC_1 \quad \text{или} \quad |SoC_{T+1} - SoC_1| \leq \varepsilon_x, \quad (4.32)$$

где ε_x – допустимое отклонение конечного состояния от начального.

Содержательно данная постановка означает следующее. В периоды, когда суммарная нагрузка автономного ЭТК превышает целевой уровень P_t^{ref} , гибкая нагрузка может уменьшать потребление или переходить в режим отдачи энергии в сеть. В периоды, когда суммарная нагрузка ниже целевого уровня, гибкая нагрузка может увеличивать потребление, например за счёт заряда накопителя. Таким образом, гибкая нагрузка используется как быстродействующий ресурс выравнивания графика нагрузки и поддержки баланса мощности.

С учётом классификационных признаков, введённых в главе 3, данная модель отражает физику рассматриваемого класса нагрузок:

- время реакции t_r для гибкой нагрузки, как правило, мало, что обеспечивает возможность оперативного участия в DSM;
- глубина управления γ может принимать как положительные, так и отрицательные значения;
- дальность временного переноса ΔT определяется не только внешними ограничениями, но и внутренним энергетическим состоянием устройства;
- окно реализации DR W_{DR} для гибкой нагрузки обычно шире, чем для вариативной или скользящей, поскольку двунаправленный режим расширяет множество допустимых управляющих воздействий.

В рамках последующей верхнеуровневой оптимизации переменные u_t , а при необходимости и целевой профиль P_t^{ref} , определяются таким образом, чтобы

обеспечить снижение максимумов нагрузки, уменьшение операционных затрат, сглаживание набросов и сбросов мощности, а также повышение степени использования возобновляемых источников энергии при соблюдении ограничений по мощности и энергетическому состоянию устройства.

Таким образом, алгоритм управления гибкой нагрузкой формализуется как задача двунаправленного регулирования мощности с учётом ограничений по допустимому диапазону мощности и внутреннему энергетическому состоянию нагрузки. Такая постановка соответствует логике классификации, принятой в главе 3, и может быть непосредственно использована в общей задаче оптимизации режимов автономного электротехнического комплекса.

4.1.4 Алгоритм управления мигрирующей нагрузкой

Мигрирующая нагрузка, в соответствии с классификацией, принятой в главе 3, представляет собой группу электроприёмников, для которых потребление электроэнергии может осуществляться от нескольких территориально распределённых центров питания в зависимости от текущего положения, маршрута движения или схемы подключения. Для данного класса управление спросом реализуется не только за счёт изменения мощности или сдвига нагрузки по времени, но и за счёт пространственно-топологического перераспределения потребления между различными шинами, фидерами или подстанциями.

К данному классу относятся, например, карьерные автосамосвалы с троллейным питанием, электрифицированный технологический железнодорожный транспорт, подвижное оборудование, подключаемое к различным распределительным устройствам, а также иные потребители, для которых режим питания зависит от положения объекта в пространстве.

Записать алгоритм управления и ограничения для мигрирующей нагрузки можно при помощи формул (4.32)-(4.42)

Пусть P_t , $t \in \{1, \dots, T\}$, – исходный профиль мощности мигрирующей нагрузки на горизонте управления. В отличие от предыдущих классов, здесь необходимо учитывать не только величину мощности, но и узел питания, к которому нагрузка отнесена в момент времени t .

Пусть $\mathcal{B} = \{1, \dots, B\}$ – множество допустимых центров питания (шин, фидеров или подстанций), через которые может питаться рассматриваемая нагрузка. Тогда введём бинарную переменную $z_{b,t} \in \{0,1\}$, имеющую следующий смысл:

- $z_{b,t} = 1$, если в момент времени t мигрирующая нагрузка получает питание от центра $b \in \mathcal{B}$;
- $z_{b,t} = 0$ в противном случае.

В каждый момент времени питание может осуществляться не более чем от одного центра:

$$\sum_{b \in \mathcal{B}} z_{b,t} = 1, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}. \quad (4.32)$$

Тогда нагрузка, приходящаяся на конкретный центр питания b , может быть записана как:

$$P_{b,t}^{mig} = z_{b,t} P_t. \quad (4.33)$$

Суммарный вклад мигрирующей нагрузки в баланс сети по всем центрам питания сохраняется:

$$\sum_{b \in \mathcal{B}} P_{b,t}^{mig} = P_t, \quad \forall t. \quad (4.34)$$

Таким образом, управление мигрирующей нагрузкой заключается в выборе последовательности $\{z_{b,t}\}_{b \in \mathcal{B}, t=1, \dots, T}$ которая определяет перераспределение нагрузки между допустимыми узлами сети.

Если для мигрирующей нагрузки заранее известен маршрут движения или расписание тактов, множество допустимых центров питания в момент времени t может быть ограничено подмножеством:

$$\mathcal{B}_t^{adm} \subseteq \mathcal{B}. \quad (4.35)$$

Тогда дополнительно накладывается условие:

$$z_{b,t} = 0, \quad \forall b \notin \mathcal{B}_t^{adm}. \quad (4.36)$$

Это условие отражает физическую реализуемость питания: в каждый момент времени объект может быть подключён только к тем центрам питания, которые соответствуют его текущему положению или допустимому участку маршрута.

Для учёта ограничений на переключения между центрами питания введём переменную изменения состояния подключения:

$$y_t = \begin{cases} 1, & \text{если в момент времени } t \\ & \text{происходит смена центра питания} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases} \quad (4.37)$$

Тогда число переключений на горизонте управления может быть ограничено:

$$\sum_{t=2}^T y_t \leq N_{sw}^{max}, \quad (4.38)$$

где N_{sw}^{max} – максимально допустимое число переключений за расчётный период. В более строгой постановке переменные y_t могут быть связаны с изменением вектора $z_{b,t}$, например, через ограничения вида;

$$y_t \geq z_{b,t} - z_{b,t-1}, \quad \forall b \in \mathcal{B}, \quad t = 2, \dots, T. \quad (4.39)$$

Для предотвращения недопустимых режимов работы сети необходимо учитывать ограничения по допустимой нагрузке центров питания. Если $P_{b,t}^{base}$ – базовая суммарная нагрузка центра b в момент времени t без учёта мигрирующей нагрузки, а $P_{b,t}^{max}$ – допустимый уровень нагрузки для данного центра, то должно выполняться:

$$P_{b,t}^{base} + P_{b,t}^{mig} \leq P_{b,t}^{max}, \quad \forall b \in \mathcal{B}, \quad \forall t. \quad (4.40)$$

При необходимости также может учитываться стоимость питания от различных центров, различия в потерях или в режимных ограничениях. Тогда локальная задача управления мигрирующей нагрузкой может быть сформулирована как задача выбора узла питания, минимизирующего некоторый критерий, например:

$$\min_{z_{b,t}} \sum_{t=1}^T \sum_{b \in \mathcal{B}} c_{b,t} z_{b,t} P_t, \quad (4.41)$$

где $c_{b,t}$ – удельная стоимость питания мигрирующей нагрузки от центра b в момент времени t , включающая, при необходимости, стоимость генерации, потерь и иных факторов.

Если целью DR является не минимизация стоимости, а разгрузка конкретных фидеров или шин, то соответствующий критерий может быть записан через минимизацию максимумов нагрузки:

$$\min_{z_{b,t}} \max_{b,t} (P_{b,t}^{base} + z_{b,t} P_t). \quad (4.42)$$

Содержательно данная модель означает следующее. В каждый момент времени для мигрирующей нагрузки выбирается допустимый центр питания, обеспечивающий наилучшее значение выбранного критерия при соблюдении маршрутных, сетевых и эксплуатационных ограничений. В отличие от скользящей нагрузки, здесь технологический цикл может оставаться неизменным, а управление реализуется главным образом через изменение топологии подключения. В отличие от вариативной нагрузки, здесь не требуется обязательно изменять величину мощности. В отличие от гибкой нагрузки, основной управляющей переменной является не двунаправленная мощность, а принадлежность нагрузки к тому или иному центру питания.

С учётом признаков, введённых в главе 3, данная постановка отражает физику мигрирующей нагрузки:

- время реакции t_r определяет минимально допустимый интервал между подачей сигнала и фактической сменой схемы питания;
- дальность переноса ΔT может интерпретироваться как допустимый интервал времени для изменения режима подключения;
- пространственная привязка к центру питания становится ключевым признаком, отсутствующим у других классов нагрузок;
- возможность участия в DSM определяется не только профилем потребления, но и доступностью допустимых центров питания по маршруту движения.

В рамках последующей верхнеуровневой оптимизации переменные $z_{b,t}$ определяются совместно с параметрами управления другими классами нагрузок таким образом, чтобы обеспечить снижение максимумов нагрузки на отдельных шинах, уменьшение операционных затрат, выравнивание загрузки фидеров и повышение устойчивости режима автономного электротехнического комплекса.

Таким образом, алгоритм управления мигрирующей нагрузкой формализуется как задача пространственно-временного перераспределения

нагрузки между допустимыми центрами питания при соблюдении маршрутных, сетевых и эксплуатационных ограничений. Такая постановка непосредственно соответствует логике классификации, предложенной в главе 3, и может быть включена в общую задачу оптимизации режимов автономного ЭТК с гибридной генерацией.

4.2 Разработка модели оптимизации работы электротехнического комплекса

В качестве среды моделирования используется язык программирования и среда MATLAB. При этом все электротехнические расчёты и расчёты параметров работы электротехнического комплекса производятся при помощи вычислительного пакета с открытым исходным кодом Matpower совместно с инструментом решения задач экономической диспетчеризации MOST [84, 128].

4.2.1 Интеграция ядра электротехнических расчётов на базе Matpower

Так как проведение расчётов методами коэволюционной кооперации предполагает итерационный подход, было принято решение изолировать все электротехнические расчёты в ядре Matpower. Таким образом на каждую новую итерацию расчётов будет выполняться повторный расчёт и решение задачи экономической диспетчеризации на основании полученных профилей нагрузок.

Рассмотрим структуру ядра электротехнических расчётов на базе программы Matpower, приведённую на рисунке 37.

В перечень исходных данных для расчёта входят:

- топология сети;
- параметры схемы замещения элементов системы электроснабжения;
- профили генерации возобновляемых источников энергии;
- расходные характеристики дизельных генераторов;
- сценарии для генерации возобновляемых источников и нагрузки (min-max);
- параметры системы накопления электроэнергии (при наличии);
- вероятности отказа;
- временные ряды потребления электроэнергии.

Все указанные исходные данные вводятся в структуру вычислительного ядра в виде соответствующих наборов данных или функций.

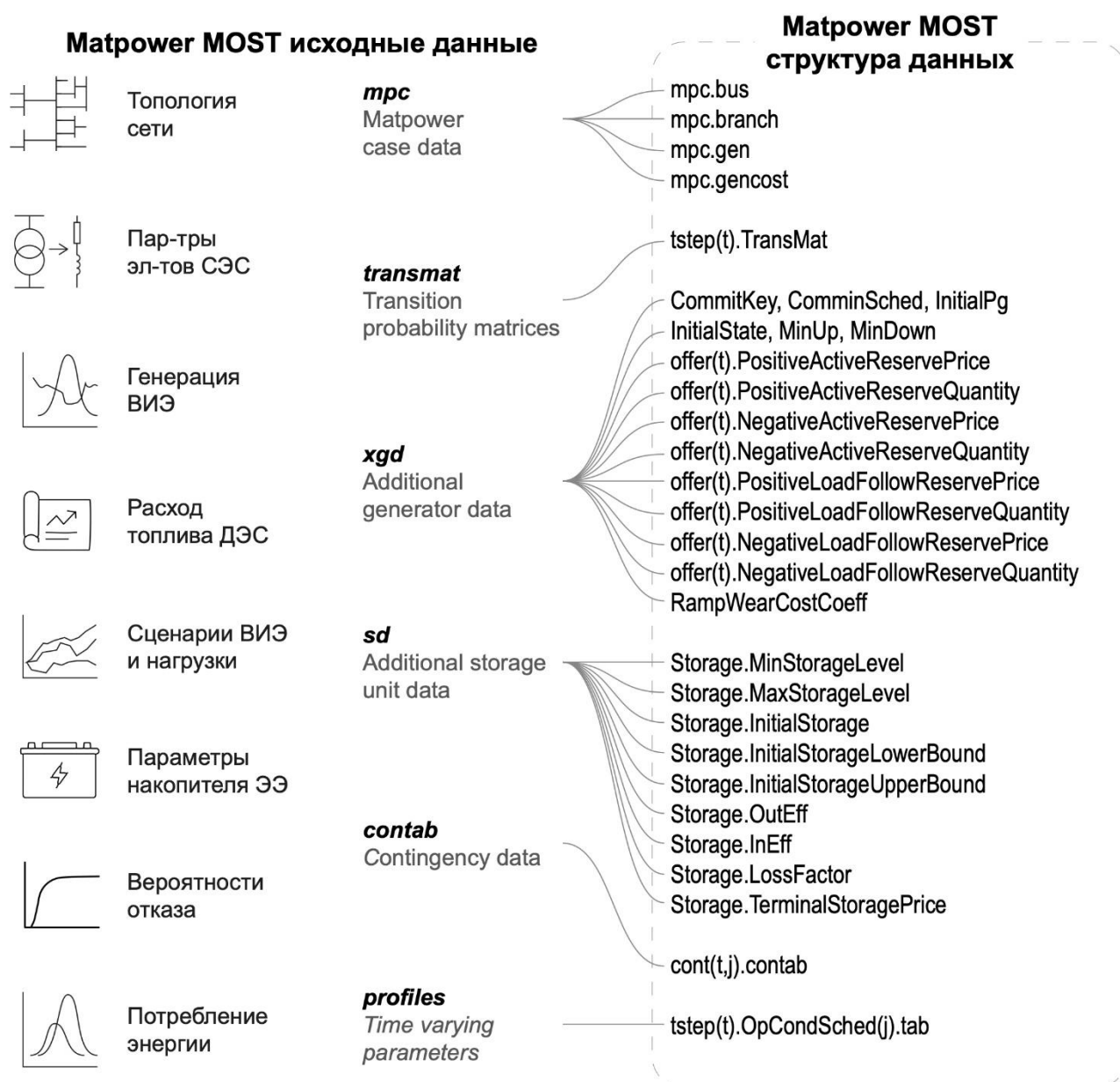


Рисунок 37 – Исходные данные и их структура в расчётном файле Matpower MOST (составлено автором)

4.2.2 Получение целевой функции минимизации операционных затрат с учётом множества критериев

Вычислительное ядро на базе Matpower и MOST используется в настоящем исследовании для решения вложенной задачи расчёта установившегося режима, оптимального потокораспределения и экономической диспетчеризации при заданных профилях нагрузки и параметрах генерирующего оборудования. По умолчанию в MOST решение задачи диспетчеризации формируется путём минимизации совокупных операционных затрат, включающих стоимость изменения активной мощности, резервов, регулирования частоты, запертого

резерва, а также стоимость холостого хода, пусков и остановов генераторов. В общем виде внутренняя функция операционных затрат (4.43), реализуемая в расчётном ядре, может быть представлена как:

$$\min_x f(x) = f_p(p, p_+, p_-) + f_z(r_z) + f_r(r_+, r_-) + f_\delta(p) + f_{1f}(\delta_+, \delta_-) + f_s(s_0, p_{sc}, p_{sd}) + f_{uc}(u, v, w), \quad (4.43)$$

где $f_p(p, p_+, p_-)$ – стоимость диспетчеризации (снижения и увеличения активной мощности); $f_z(r_z)$ – стоимость холодных резервов активной мощности в каждой зоне; $f_r(r_+, r_-)$ – стоимость вращающихся резервов активной мощности; $f_\delta(p)$ – ожидаемая стоимость наращивания генерации с учётом нагрузки (косвенная экономическая оценка износа); $f_{1f}(\delta_+, \delta_-)$ – стоимость регулирования частоты; $f_s(s_0, p_{sc}, p_{sd})$ – ожидаемая стоимость запертого резерва мощности; $f_{uc}(u, v, w)$ – стоимость холостого хода, пуска и останова генератора.

Однако в рамках диссертационного исследования Matpower/MOST не является самостоятельной постановкой оптимизационной задачи, а используется как вложенный инструмент для оценки режимов работы автономного электротехнического комплекса, а также OPEX при различных настройках алгоритма управления спросом. Собственная задача исследования заключается в определении такого набора параметров DSM, при котором обеспечивается наилучшее сочетание экономических, технологических и экологических показателей работы автономного ЭТК с гибридной генерацией.

Обозначим через Θ вектор настраиваемых параметров управления спросом, включающий параметры управляющих воздействий для различных классов нагрузок, заданных в разделе выше. Тогда для каждого допустимого значения Θ формируется (4.44) – совокупность скорректированных графиков нагрузки:

$$\tilde{P}_{l,t}(\Theta), \quad (4.44)$$

где l – индекс фидера или группы электроприёмников, а t – индекс расчётного шага.

Эти графики передаются в вычислительное ядро Matpower/MOST, где рассчитывается соответствующий режим энергокомплекса.

Внешняя задача оптимизации (4.45) в настоящей работе формулируется следующим образом:

$$\min_{\Theta \in \Omega_{\Theta}} J(\Theta), \quad (4.45)$$

где Ω_{Θ} – множество допустимых настроек DSM, определяемое ограничениями на глубину управления, окна переноса, энергетический баланс и иные условия применимости алгоритмов управления нагрузками, а $J(\Theta)$ – интегральная целевая функция эффективности эксплуатации автономного ЭТК.

С учётом целей исследования интегральная целевая функция записывается в виде формулы (4.46):

$$J(\Theta) = C_{\text{op}}(\Theta) + \lambda_1 C_{\text{start}}(\Theta) + \lambda_2 C_{\text{low}}(\Theta) + \lambda_3 C_{\text{curt}}(\Theta), \quad (4.46)$$

где $C_{\text{op}}(\Theta)$ – операционные затраты на эксплуатацию автономного ЭТК, определяемые по результатам расчёта в MOST; $C_{\text{start}}(\Theta)$ – штрафная компонента, учитывающая число пусков и остановов дизель-генераторов; $C_{\text{low}}(\Theta)$ – штраф за работу дизельных генераторов в режимах малой нагрузки; $C_{\text{curt}}(\Theta)$ – штрафная компонента, отражающая недоиспользование энергии ВИЭ; $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3 \geq 0$ – весовые коэффициенты соответствующих технических и экологических критериев.

Компонента $C_{\text{op}}(\Theta)$ является базовой и включает стоимость выработки электроэнергии дизельной генерацией, а также иные операционные затраты, автоматически рассчитываемые внутренним механизмом MOST. Тем самым экономический критерий в явном виде задаётся через минимизацию операционных затрат на горизонте расчёта:

$$C_{\text{op}}(\Theta) \rightarrow \min. \quad (4.47)$$

Технический критерий вводится в модель через две составляющие. Первая из них – минимизация числа кратковременных пусков и остановов дизельных агрегатов:

$$C_{\text{start}}(\Theta) = \sum_{g \in \mathcal{G}} \left(N_g^{\text{start}}(\Theta) + N_g^{\text{stop}}(\Theta) \right), \quad (4.48)$$

где N_g^{start} и N_g^{stop} – число пусков и остановов генератора g за расчётный период.

Вторая составляющая технического критерия – ограничение нежелательной работы генераторов на малой нагрузке. Для этого вводится (4.49) – штрафная функция:

$$C_{\text{low}}(\Theta) = \sum_{g \in \mathcal{G}} \sum_{t=1}^T \max(0, P_g^{\text{min,rec}} - P_{g,t}(\Theta)), \quad (4.49)$$

где $P_g^{\text{min,rec}}$ – рекомендуемая нижняя граница нагрузки генератора g , а $P_{g,t}(\Theta)$ – его мощность в расчётный момент времени.

Такая постановка позволяет учитывать нежелательность эксплуатации дизельных агрегатов в областях, сопровождающихся повышенным удельным расходом топлива, ухудшением ресурса и ростом эксплуатационных рисков.

Экологический критерий в данной работе учитывается через максимизацию использования энергии ВИЭ и, эквивалентно, минимизацию объёма вынужденного ограничения их генерации:

$$C_{\text{curt}}(\Theta) = \sum_{r \in \mathcal{R}} \sum_{t=1}^T (P_{r,t}^{\text{avail}} - P_{r,t}^{\text{used}}(\Theta)), \quad (4.50)$$

где $P_{r,t}^{\text{avail}}$ – доступная мощность ВИЭ r в момент времени t , а $P_{r,t}^{\text{used}}$ – фактически использованная мощность в расчётном режиме.

Тем самым в модель включается стремление к повышению коэффициента использования установленной мощности ВИЭ при соблюдении сетевых и режимных ограничений.

Следовательно, предложенная целевая функция объединяет:

- экономический аспект – через минимизацию операционных затрат;
- технический аспект – через снижение числа пусков и исключение работы генераторов на малой нагрузке;
- экологический аспект – через минимизацию ограничения генерации ВИЭ.

Решение внешней задачи оптимизации выполняется на множестве допустимых настроек DSM Θ , при этом для каждого пробного значения Θ внутреннее ядро Matpower/MOST вычисляет режим автономного электротехнического комплекса с гибридной генерацией. Тем самым итоговая задача носит вложенный характер: алгоритм настройки параметров управления

спросом формирует скорректированные графики нагрузки, а Matpower/MOST вычисляет для них технико-экономические показатели.

Дополнительно на внешнем уровне оптимизации учитываются ограничения, заданные в разделе выше для различных классов нагрузок, включая:

- ограничения по глубине управления γ ;
- ограничения по дальности переноса ΔT ;
- условия сохранения энергетического баланса для вариативных и скользящих нагрузок;
- ограничения по энергетическому состоянию для гибких нагрузок;
- ограничения по допустимым центрам питания для мигрирующих нагрузок.

На внутреннем уровне сохраняются стандартные ограничения модели потокораспределения и диспетчеризации, реализуемые в Matpower/MOST. В частности, для каждого узла системы в каждый расчётный момент времени должны выполняться уравнения баланса (4.51) активной и реактивной мощности:

$$\begin{cases} P_{i,t} - P_{d,t} = \sum_{k=1}^N V_{i,t} V_{k,t} (G_{ik} \cos \theta_{ik,t} + B_{ik} \sin \theta_{ik,t}) \\ Q_{i,t} - Q_{d,t} = \sum_{k=1}^N V_{i,t} V_{k,t} (G_{ik} \sin \theta_{ik,t} - B_{ik} \cos \theta_{ik,t}) \end{cases} \quad (4.51)$$

где $V_{i,t}$ – модуль напряжения в узле i , $\theta_{ik,t}$ – разность фазовых углов между узлами i и k , G_{ik} и B_{ik} – элементы матрицы проводимостей сети.

Также для всех генераторов мощность генерации должна находиться в диапазоне их физических и технических ограничений, для накопителей мощность и ёмкость должны находиться в пределах заданных параметров в каждый расчётный момент времени.

Таким образом, в отличие от стандартной постановки задачи в MOST, где минимизируются только операционные затраты при заданных профилях нагрузки, в диссертации сформирована внешняя целевая функция оптимизации, в которой параметры DSM выступают управляющими переменными, а экономические, технические и экологические критерии учитываются совместно. Это позволяет использовать Matpower/MOST как вычислительное ядро в составе более общей

задачи синтеза режимов автономного электротехнического комплекса с управлением спросом.

4.3 Реализация алгоритма настройки параметров управления спросом

Для решения задачи нахождения оптимальных с точки зрения описанных выше критериев параметров управления различными типами нагрузки с использованием алгоритма на основе разработанной классификации нагрузки было принято решение использовать семейство коэволюционных алгоритмов.

Внешняя задача оптимизации решается относительно набора параметров управления спросом, определяющих характеристики управляющих воздействий для различных классов нагрузок. Обозначим совокупность таких параметров через выражение (4.52):

$$\Theta \in \Omega_{\Theta}, \quad (4.52)$$

где Ω_{Θ} – множество допустимых настроек алгоритма DSM, удовлетворяющих ограничениям, связанным с глубиной управления, временными окнами, энергетическим балансом, режимами работы гибких нагрузок и допустимыми схемами питания мигрирующих нагрузок.

Поскольку в рамках разработанной классификации различные классы нагрузок отличаются по допустимому типу управляющего воздействия, общий вектор Θ естественно формируется как объединение частных векторов параметров (4.53)-(4.56), соответствующих каждому классу нагрузок.

Для i -й вариативной нагрузки или группы нагрузок локальный вектор параметров может быть записан как:

$$\Theta_i^{(var)} = (\gamma_i^{max}, \Delta T_i, N_i^{peak}), \quad (4.53)$$

где γ_i^{max} – максимально допустимая глубина снижения активной мощности; ΔT_i – допустимая дальность временного перераспределения; N_i^{peak} – число временных интервалов, в которых допускается формирование управляющего воздействия.

Для j -й скользящей нагрузки локальный вектор параметров может быть записан как:

$$\Theta_j^{(sl)} = (\Delta T_j, \alpha_j), \quad (4.54)$$

где: ΔT_j – допустимая дальность переноса цикла; $\alpha_j \in [0,1]$ – доля циклов или доля нагрузки данного класса, допускаемая к участию в DSM.

Для k -й гибкой нагрузки локальный вектор параметров можно представить в виде:

$$\Theta_k^{(flex)} = (\gamma_k^{min}, \gamma_k^{max}, SoC_k^{min}, SoC_k^{max}, \beta_k), \quad (4.55)$$

где γ_k^{min} – минимально допустимое значение глубины управления, соответствующее режиму отдачи мощности в сеть; γ_k^{max} – максимально допустимое значение глубины управления в режиме потребления; SoC_k^{min}, SoC_k^{max} – нижняя и верхняя границы допустимого энергетического состояния; β_k – коэффициент участия гибкой нагрузки в выравнивании графика.

Для m -й мигрирующей нагрузки локальный вектор параметров можно представить как

$$\Theta_m^{(mig)} = (N_{sw,m}^{max}, \beta_m, \mathcal{B}_m^{adm}), \quad (4.56)$$

где $N_{sw,m}^{max}$ – максимально допустимое число переключений между центрами питания на рассматриваемом горизонте; β_m – коэффициент участия мигрирующей нагрузки в процедурах DSM; $\mathcal{B}_m^{adm}$ – множество допустимых центров питания, которое в прикладной реализации может быть задано как набор дискретных допустимых подключений или как маршрутная карта подключения.

В оптимизационном алгоритме непосредственно варьируются не сами значения $z_{b,t}$, а параметры, ограничивающие пространство допустимых решений для мигрирующей нагрузки.

Тогда общий вектор оптимизируемых параметров алгоритма DSM можно представить через выражение (4.57):

$$\Theta = (\Theta^{(var)}, \Theta^{(sl)}, \Theta^{(flex)}, \Theta^{(mig)}), \quad (4.57)$$

В более развёрнутом виде вектор Θ может быть записан в виде (4.58):

$$\Theta = (\gamma_1^{max}, \Delta T_1, N_1^{peak}, \dots, \Delta T_j, \alpha_j, \dots, \gamma_k^{min}, \gamma_k^{max}, x_k^{min}, x_k^{max}, \beta_k, \dots, N_{sw,m}^{max}, \beta_m, \mathcal{B}_m^{adm}, \dots). \quad (4.58)$$

Размерность вектора Θ определяется числом управляемых нагрузок или групп нагрузок, а также числом настраиваемых параметров, закреплённых за каждым классом.

Так как размерность Θ для рассматриваемого автономного ЭТК оказывается высокой, непосредственная оптимизация всех параметров одновременно приводит к ухудшению сходимости и росту вычислительных затрат. По этой причине в работе применяется схема разбиения общего вектора параметров на несколько подпространств.

В настоящем исследовании разбиение выполняется по физико-топологическому признаку, а именно по принадлежности нагрузки к соответствующей шине или узлу сети. Тем самым каждое подпространство включает параметры управления нагрузками, электрически связанными с одной и той же шиной или группой близко расположенных узлов. Такой подход позволяет:

- учитывать локальную связанность нагрузок по режиму;
- уменьшить размерность подзадач;
- повысить эффективность коэволюционной настройки параметров;
- сохранить физическую интерпретируемость результатов оптимизации.

В практической реализации расчётного примера оптимизации подлежало подмножество параметров вектора Θ , включающее глубины управления, дальности переноса и доли вовлекаемой нагрузки по шинам. Параметры, связанные с физически фиксированными ограничениями оборудования, задавались как константы.

Таким образом, для моделирования алгоритма управления спросом с настроечными параметрами, агрегированными в вектор Θ предлагается следующий алгоритм расчётов:

- разбивка настроечных параметров по некоторому признаку на оптимизационные подпространства (в рассматриваемом случае определяющим признаком является принадлежность к той или иной шине);
- для каждого подпространства произвести инициализацию популяции частиц с параметрами управления спросом, в том числе с учётом их положения и скоростей;
- работа алгоритма оптимизации для первого подпространства в рамках первой итерации при фиксированных значениях других параметров;

- работа алгоритма оптимизации для второго подпространства с учётом глобально лучшего значения настроечных параметров первого подпространства при неизменном состоянии прочих параметров подпространств, не являющихся целевым;

- дальнейшая работа оптимизации алгоритма с каждым подпространством с определением глобально лучшего решения по истечении количества итераций или по срабатыванию флага критерия остановки алгоритма.

Среди коэволюционных алгоритмов, из которых происходил выбор в данном исследовании были следующие, указанные в сравнительной таблице 8.

Таблица 8 – Обзор и сравнение коэволюционных алгоритмов (по данным автора)

Алгоритм	Тип коэволюции	Краткое описание	Сфера применения	Ключевые публикации
CCGA (Cooperative Coevolutionary Genetic Algorithm)	Сотрудничающий	Разделяет задачу на подкомпоненты; каждая популяция оптимизирует свою часть	Классификация данных микромассивов, обнаружение повреждений в конструкциях	[28, 97]
CGA (Competitive Genetic Algorithm)	Соревновательный	Как правило, две популяции конкурируют; успех одной зависит от способности предложить решение, лучшее, чем другая.	Игровые стратегии, криптография, автоматическое тестирование	[28]
TGP (Traceless Genetic Programming)	Соревновательный	Эволюционирует без явного хранения истории эволюции; фокус на выходных данных	Классификация, задачи с несколькими целями, разработка цифровых схем	[91–93]
C-ACO (Coevolutionary Ant Colony Optimization)	Сотрудничающий	Несколько колоний муравьёв работают над подзадачами, обмениваясь информацией	Планирование маршрутов, назначение гейтов в аэропортах	[65, 68, 96]
CoDE (Coevolutionary Differential Evolution)	Сотрудничающий	Разделяет параметры на подмножества; каждая популяция оптимизирует свою часть	Высокоразмерная оптимизация, шумные среды, задачи с несколькими целями	[43]

В качестве метода внешней оптимизации выбран алгоритм CC-PSO. Его применение обусловлено высокой размерностью вектора настраиваемых параметров DSM и возможностью разбиения этого вектора на подпространства по физико-топологическому признаку. Кооперативная коэволюционная схема позволяет выполнять согласованную настройку параметров по подзадачам, тогда как PSO обеспечивает вычислительно реализуемый поиск при многократных вызовах вложенного расчётного ядра Matpower/MOST. Тем самым CC-PSO рассматривается в работе как компромиссное решение, сочетающее декомпозицию высокоразмерной задачи, приемлемую вычислительную сложность и удобство программной интеграции с моделью автономного электротехнического комплекса.

Блок схема алгоритма CC-PSO для определения оптимальных настроечных параметров системы управления нагрузками в рамках реализации программ по управлению спросом показана на рисунке 38. На данном рисунке автором было принято упрощение структуры без явной демонстрации процесса расчётов совместно с ядром MOST по причине желания оставить схему читаемой и доносящий структуру работы оптимизационного алгоритма.

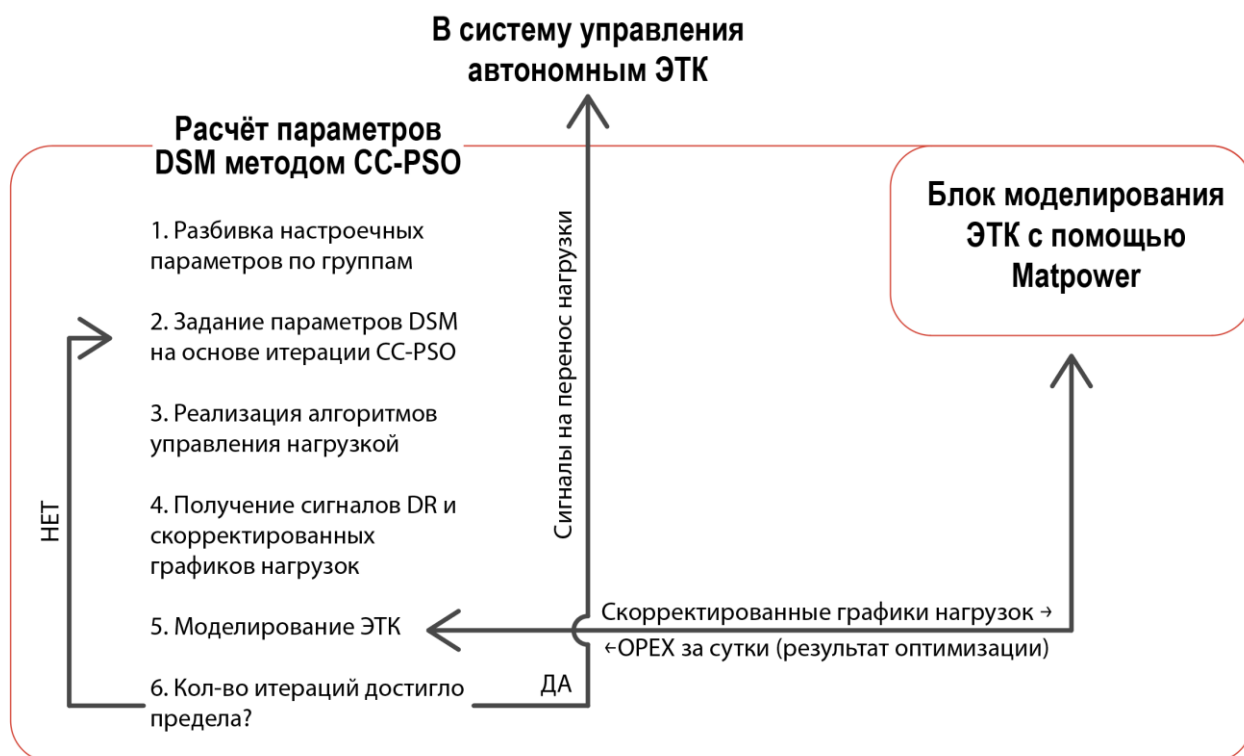


Рисунок 38 – Упрощённая блок схема реализации алгоритма CC-PSO
(составлено автором)

4.4 Моделирование и анализ эффективности предложенного алгоритма

Рассмотрим автономный электротехнический комплекс известной топологии и характеристик промышленного предприятия, однолинейная принципиальная схема которого приведена на рисунке 39.

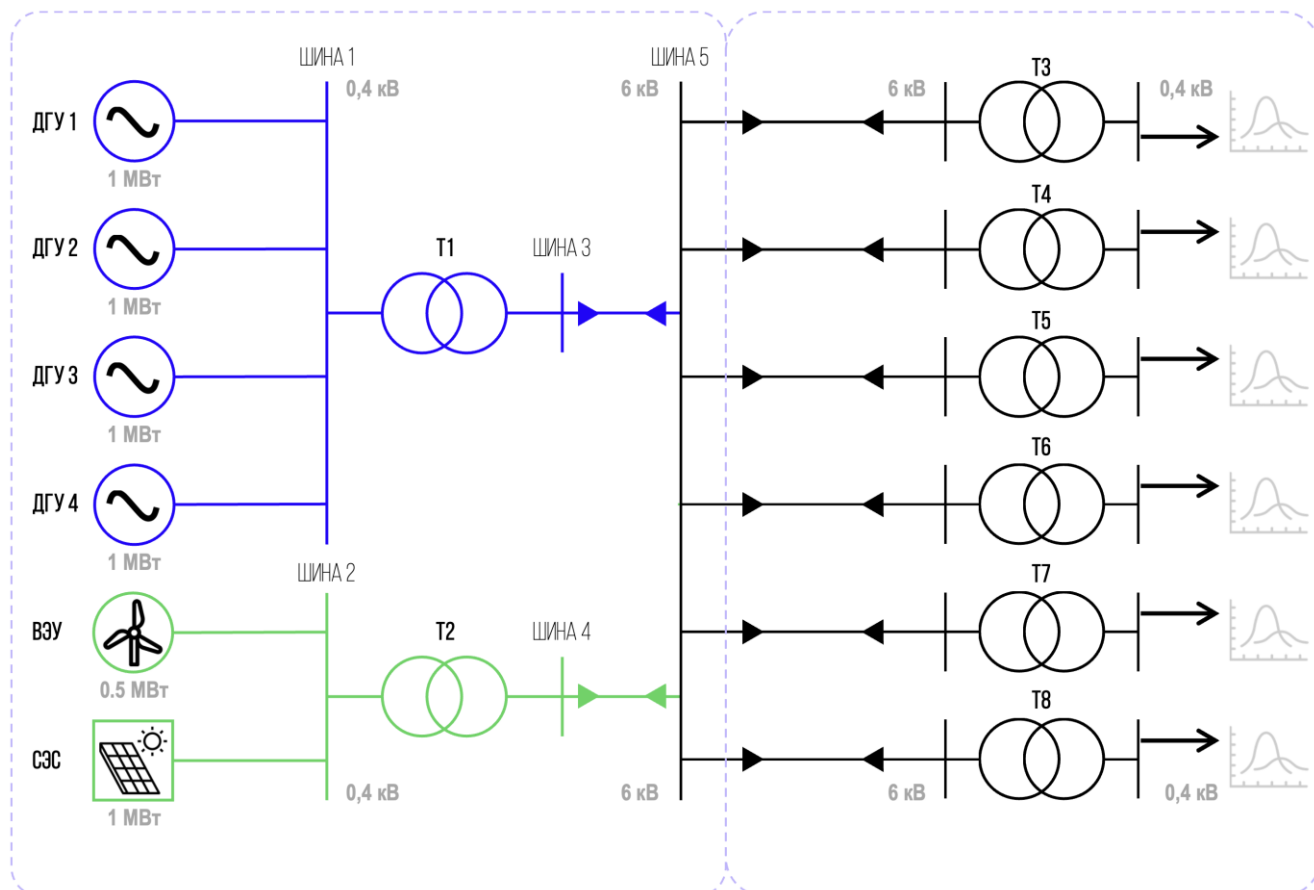


Рисунок 39 – Конфигурация рассматриваемого электротехнического комплекса
(составлено автором)

Далее приведём полное описание моделируемого электротехнического комплекса.

4.4.1 Описание моделируемого электротехнического комплекса

Автономный электротехнический комплекс промышленного предприятия, схематично представленный на рисунке 39, построен по радиально-лучистой топологии с центром в шине номер пять (шина распределительного устройства 6 кВ).

Электроснабжение потребителей предприятия в основном производится от энергетического комплекса, оснащённого четырьмя дизель-генераторными установками (ДГУ) с системой утилизации тепла мощностью по 1 000 кВт каждый,

напряжением 6,3 кВ, также запущена в эксплуатацию солнечная (СЭС) и ветряная (ВЭС) электростанции установленной мощностью 1 и 0,5 МВт соответственно.

В летний период, в период прохождения летнего минимума нагрузок, в солнечные дни, ввиду технологических ограничений работы ДГУ имеет место режим ограничения мощности СЭС, однако, по причине обязательного требования нахождения в работе минимум двух энергоблоков в работе должны оставаться две установки дизельной электростанции. Зимой, во время прохождения максимальных нагрузок и минимума выработки от СЭС (особенности региона расположения электротехнического комплекса) в работе находится три ДЭС, четвёртая находится в режиме нагруженного резерва активной мощности.

Дизельная электростанция с установленной мощностью 4 МВт находится на энергокомплексе и является основным средством генерации предприятия. Электростанция содержит в себе 4 ДГУ ВСС 1250Р-50, которые, в свою очередь состоят из дизельного двигателя марки Cummins KTA 50 G3 и синхронного генератора Stamford PI 734. В основном режиме частота оборотов двигателя составляет 1500 об/мин, а полезная мощность 1077 кВт. В резервном режиме (максимальная возможная выходная мощность) полезная мощность составляет 1207 кВт, но эксплуатация ДГУ в данном режиме приводит к увеличенному удельному потреблению топлива. Также существует ограничение по времени для работы в данном режиме (не более 200 часов в год) по причине увеличения износа основных узлов дизельной установки.

СЭС на предприятии установлена на протяжении нескольких лет с целью снижения затрат на дизельное топливо на нужды дизельной электростанции. В летнее время замещение мощности генерации в гибридной автономной энергосистеме достигает 25 %. То есть 25 % от всей электроэнергии, потребляемой на предприятии, вырабатывается солнечной электростанцией. В среднем же за один календарный год замещение электроэнергией СЭС составляет в среднем 8 %.

СЭС расположена на промплощадке предприятия, не оборудована системой накопления. Схема выдачи мощности СЭС подразумевает прямую выдачу электроэнергии в сеть на шины закрытого распределительного устройства 6 кВ

через блочную инверторную станцию, укомплектованную девятью инверторами PV-100-TL компании ABB. В качестве единичного солнечного модуля принята модель JAM72S01-360/PR компании JA Solar. Площадь солнечной станции составляет 6 468 м². Всего солнечных модулей 2788 штук, площадь каждого 2,38 м². При этом необходимо учитывать, что на момент наблюдений в день прохождения минимума нагрузок в июне 4,36 % панелей находятся в тени, то есть коэффициент затенения впереди стоящими панелями равен 0,9182.

Внутриплощадочные линии электропередачи напряжением 6 кВ и 0,4 кВ для электроснабжения объектов предприятия выполняются кабельными.

Кабельные линии 6 кВ выполняются трехжильными кабелями с алюминиевыми жилами, с ПВХ изоляцией и ПВХ оболочкой не распространяющее горение.

Кабельные линии 0,4 кВ выполняются четырехжильными и пятижильными кабелями с медными жилами, с ПВХ изоляцией или изоляцией из сшитого ПЭ и ПВХ оболочкой не распространяющее горение.

Приведённая статистика и технические параметры используются в процессе верификации компьютерной модели автономного электротехнического комплекса.

В соответствии со структурой Matpower (см. подраздел 4.2.1) были заданы основные параметры электротехнического комплекса: его топология (рисунок 39), параметры элементов, состав генерирующего оборудования, параметры потребления электроэнергии на участке в 24 часа, а также кривые стоимости генерации (рисунок 40).

Для кривой стоимости генерации в зависимости от степени загрузки дизельного генератора были дополнительно учтены факторы изменения КПД, стоимость холостого хода, расходная характеристика (расход дизельного топлива в зависимости от степени загрузки энергоблока), а также рекомендуемый заводом-производителем диапазон нагрузки. Для СЭС и ВЭУ была принята во внимание стоимость на всём жизненном цикле (LCOE) по аналогии с указанными в [25, 27, 113] кривыми.

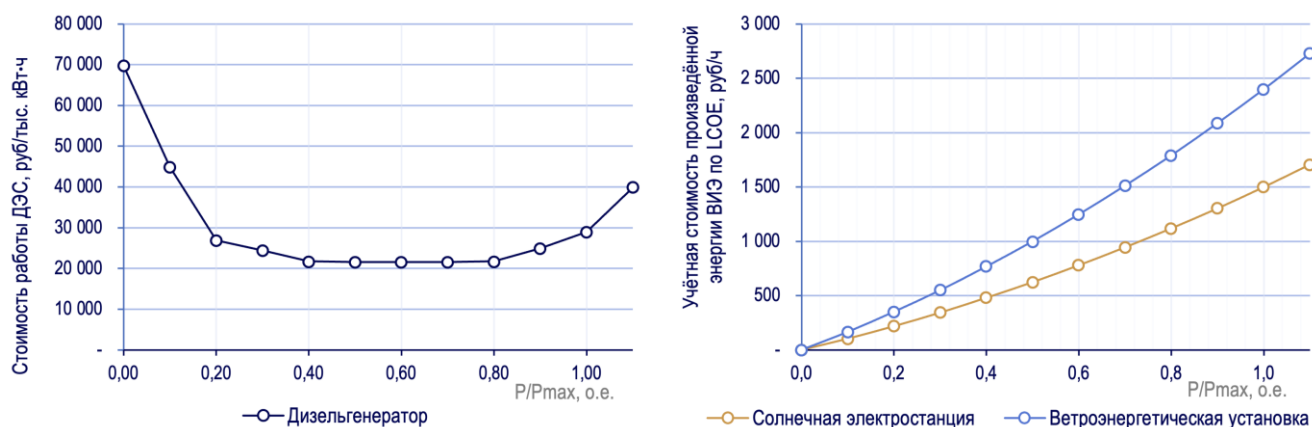


Рисунок 40 – Кривые зависимости стоимости генерации от степени загрузки
(составлено автором)

4.4.2 Анализ полученных управляющих воздействий и результатов работы алгоритма

В результате оптимизации по нескольким критериям был получен набор скорректированных графиков потребления электроэнергии с указанием управляющих воздействий. Разберём результат работы алгоритма в рамках одних суток (рисунок 41).

Как можно видеть из рисунка 41, по шинам 4, 5, 6 и 7 подключены различные классы потребителей (в рассматриваемом случае, каждая шина является точкой подключения группы электроприёмников). Так к шине 6 подключено 20 % электроприёмников класса «Скользкая нагрузка».

Суммарный график снизу показывает сумму управляющих воздействий, а также кривые генерации и потребления электроэнергии.

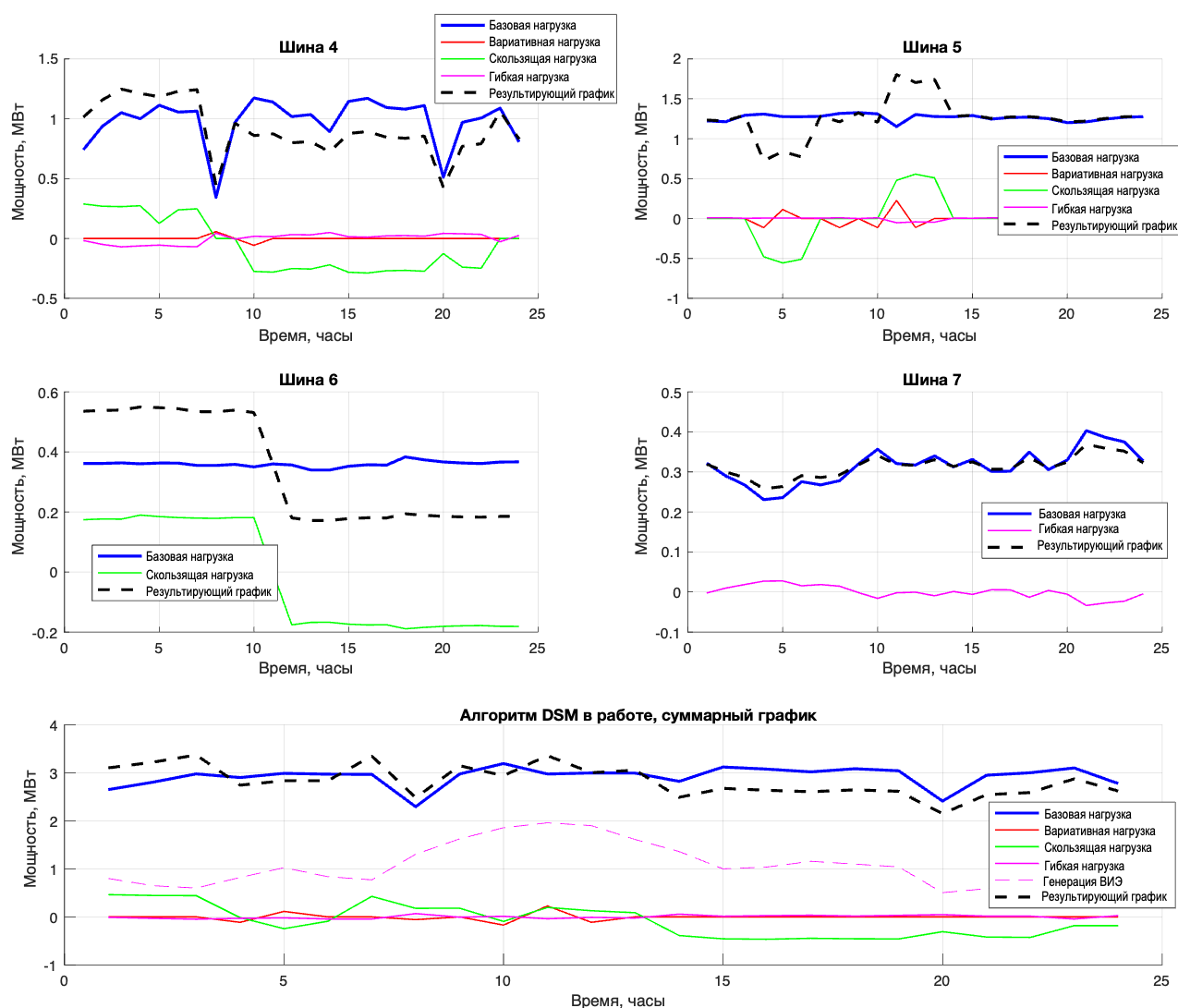


Рисунок 41 – Панель мониторинга системы управления спросом
(составлено автором)

4.4.3 Оценка экономического, технологического и экологического эффекта

Для определения экономической эффективности представленных решений, они были противопоставлены базовому сценарию. В экономическом сравнении оценивались только ОРЕХ, то есть операционные затраты на эксплуатацию автономного электротехнического комплекса на протяжении суток.

В базовом сценарии операционные затраты составили 795 288 рублей/день.

В сценарии с интеграцией DSM наблюдается снижение операционных затрат на уровень 21,5 % до значений 622 858 рублей/день,

Для дополнения экономических показателей приведём доленое распределение генерации электроэнергии при различных сценариях на рисунке 42.

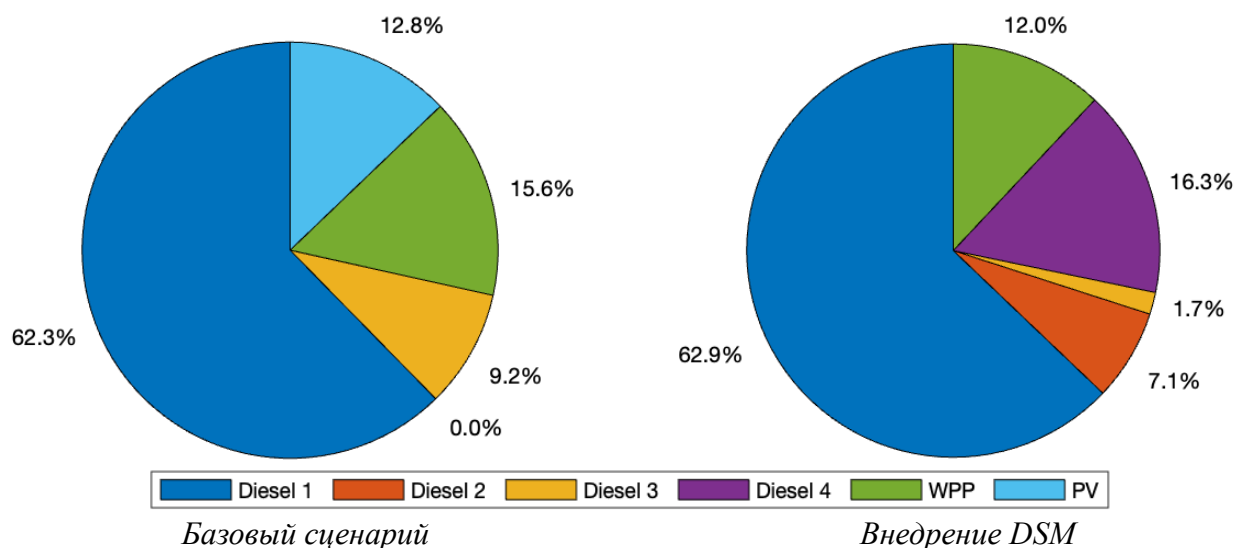


Рисунок 42 – Использование установленной мощности генерации при разных сценариях (составлено автором)

Дополнительно сравним экономическую эффективность двух подходов к повышению энергетической эффективности: внедрение систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) и реализация мероприятий по внедрению технологии управления спросом.

Внедрение СНЭЭ сопровождается высокими капитальными затратами. В качестве методики расчёта капитальных затрат на внедрение СНЭЭ будем опираться на литературу [7, 40, 88]. В соответствие с приведёнными в данных работах оценками, удельные капитальные затраты на внедрение СНЭЭ в России составляют 28,1 тыс. рублей за кВт·ч, что выше мировых показателей. Так, например, в Китае он составляет 18,8 тыс. рублей по состоянию на 3 квартал 2025 года. По результатам моделирования, технико-экономический оптимум параметров СНЭЭ был определён как: $P_{\text{СНЭЭ}} = 324$ кВт; $E_{\text{СНЭЭ}} = 1000$ кВт · ч.

Таким образом, определим CAPEX СНЭЭ как равный $\text{CAPEX}_{\text{СНЭЭ}} = E_{\text{СНЭЭ}} \cdot 28,1 = 28100$ тыс. руб. Используем данный параметр капитальных затрат в экономическом расчёте, дополнив значением операционных затрат, принимаемых, как правило, равными 3 % от капитальных [20].

Построим кривые изменения чистого дисконтированного дохода (ЧДД) по времени реализации проектов (рисунок 43).

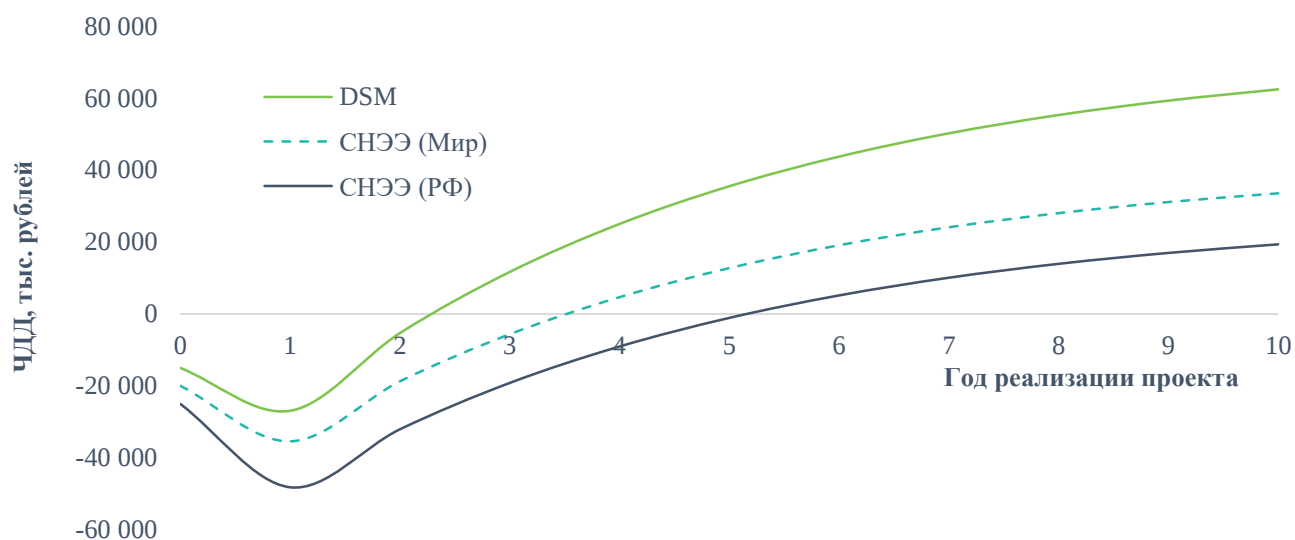


Рисунок 43 – Изменение ЧДД для трёх проектов: внедрение СНЭЭ (в РФ и мире) и DSM (составлено автором)

В экономическом расчёте были учтены следующие обстоятельства:

- ставка дисконтирования была выбрана равной 27,25 % (исходя из высокой стоимости заёмного капитала и ключевой ставки на момент моделирования, плюс ставка на риск для проекта);
- принято допущение об изначальной нулевой стоимости имущества, относящегося к проекту;
- распределение капитала между источниками было принято, как 80 % собственных средств инвестиционных программ +20 % заёмного капитала;
- величина CAPEX и OPEX при внедрении технологии DSM на основе предложенной классификации нагрузок была оценена на основании величины установленной мощности, количества оборудования и топологии сети, а также с опорой на исследования [98, 121].

В результате анализа экономической эффективности получены показатели, представленные в таблице 9.

Таблица 9 – Сводные экономические показатели эффективности (по данным автора)

Показатель	DSM	СНЭЭ (Мир)	СНЭЭ (РФ)
Внутренняя норма доходности (IRR), %	82,07	39,01	52,64
Чистая приведённая стоимость (NPV), тыс. руб	103 825	19 384	33 561
Индекс рентабельности проекта (PI), о.е.	7,95	1,78	2,68
Срок окупаемости проекта (PP), годы	2,2	3,5	5

Таким образом, с точки зрения экономической обоснованности предпочтительным является проект с внедрением технологии управления спросом с учётом предложенной классификации нагрузок.

По результатам моделирования были определены степени загрузки генераторов, а также промежутки времени, во время которых генераторы работали. На основании этого, а также значений расхода топлива в зависимости от степени загрузки ДГУ были определены первичные выбросы парниковых газов, главным образом, CO₂.

Во время расчёта выбросов применялась методика, утверждённая Приказом Минприроды России от 25.07.2022 №371 «Об утверждении методик количественного определения объёмов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».

Исходя из методики для корректного расчёта, для подсчёта прямых выбросов CO₂ во время генерации электроэнергии средствами дизельного генератора необходимо определить расход топлива на производство единицы энергии [т/кВт·ч], далее определяется расход топлива в тоннах условного топлива за сутки на производство электроэнергии. Полученное значение переводят в тонны CO₂ в соответствии с методикой.

Данный алгоритм позволяет оценить вклад в снижение выбросов парниковых газов в рамках, так называемого, первого охвата (Score 1). Прочие охваты в исследовании не рассчитываются [38].

Score 2 включает в себя выбросы парниковых газов исходя из объёмов электрической и тепловой энергии, закупленной у сторонних поставщиков. В рассматриваемом случае изолированного электротехнического комплекса, данный охват не рассматривается.

Score 3 включает в себя 15 различных категорий косвенных выбросов, связанных с деятельностью предприятия: от выбросов, связанных с логистикой и утилизацией, до выбросов от командировок персонала и инвестиционной деятельности. Данный охват в рассматриваемом случае не подлежит расчёту в рамках текущего исследования ввиду отсутствия данных и проработки этого

направления в научном поле. В частности, было найдено несколько публикаций, связанных с выбросами парниковых газов во время производства батарей накопителей с учётом всей цепочки продукции [52]. Однако, аналогичных исследований по объёму выбросов в рамках реализации мероприятий по управлению спросом не было найдено. Остальные категории также рассчитываются с учётом конкретного примера предприятия и требуют учёта дополнительных условий и информации.

Таким образом, в работе был учтён первый охват. При работе предприятия фиксируется 5 207 тCO₂/год, при внедрении системы накопления данный показатель снижается до 4 992 тCO₂/год, а при внедрении технологии управления спросом с использованием предложенной классификации нагрузок выбросы снижаются до 4 943 тCO₂/год.

При внедрении результатов исследования экологический эффект, измеряемый в снижении экологического воздействия в первом охвате, снижение на 5,1 % относительно базового сценария, что демонстрирует в том числе экологическую эффективность предлагаемого подхода.

Рассмотрим базовый сценарий работы изолированной сети в разрезе загрузки каждой единицы генерации в каждый момент времени и визуализируем данное на рисунке 44.

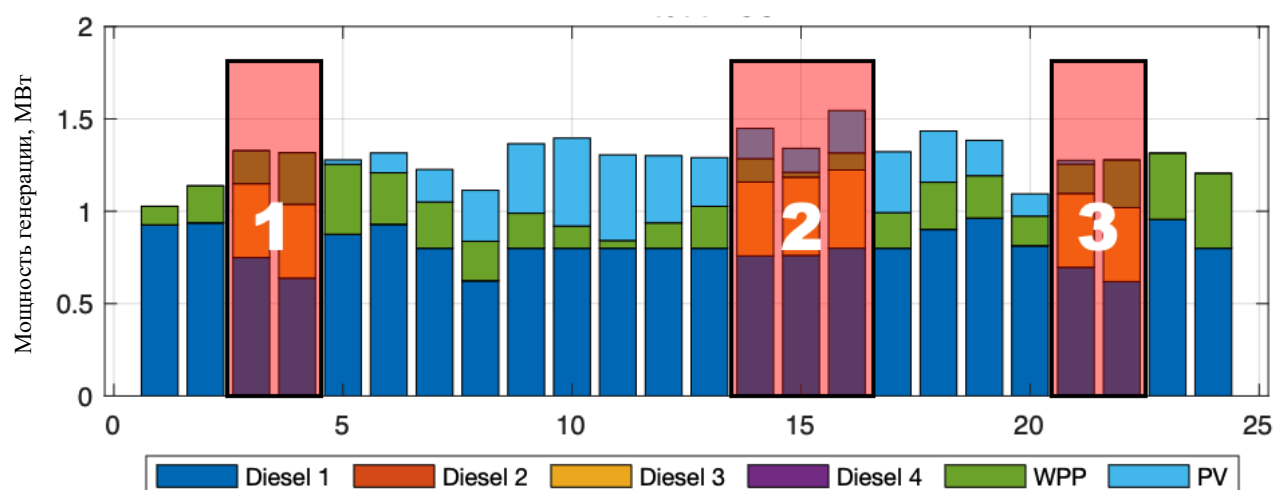


Рисунок 44 – Работа автономного электротехнического комплекса по часам
(составлено автором)

Наблюдается работа одного дизельного генератора в базовой нагрузке. Оработка манёвренного резерва с учётом стохастического характера генерации ВИЭ также происходит при помощи дизельного генератора. Помимо прочего наблюдается три запуска второго дизеля на короткий период с целью покрыть максимум потребления электроэнергии и с целью резервирования неопределённости в генерации ВИЭ.

Сравним рассмотренный сценарий со сценарием с внедрением СНЭЭ с настроенными параметрами мощности и ёмкости накопителя. Приведём технические результаты работы изолированного электротехнического комплекса на рисунке 45.

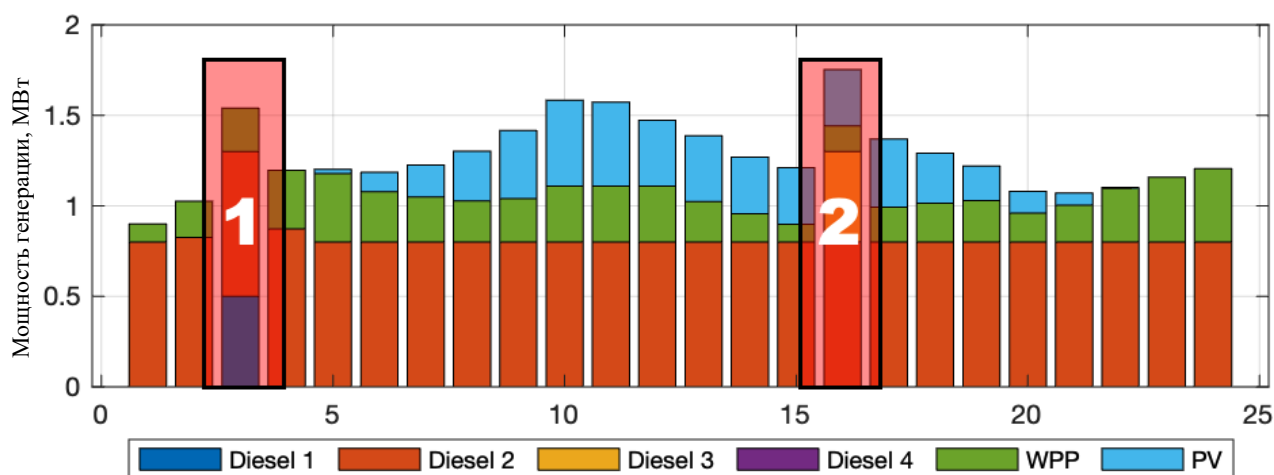


Рисунок 45 – Работа автономного электротехнического комплекса при внедрении СНЭЭ (составлено автором)

Наблюдается работа дизеля с индексом 2 в базовой генерации, все набросы и сбросы мощности компенсируются СНЭЭ. Наблюдается также два пуска дизельных генераторов на малый промежуток времени. При этом уровень загрузки генераторов близок к нижней границе нормы работы, однако не выходит за её пределы.

Далее рассмотрим третий сценарий, при котором происходило внедрение алгоритма DSM после многокритериальной оптимизации настроечных параметров, который представлен на рисунке 46.

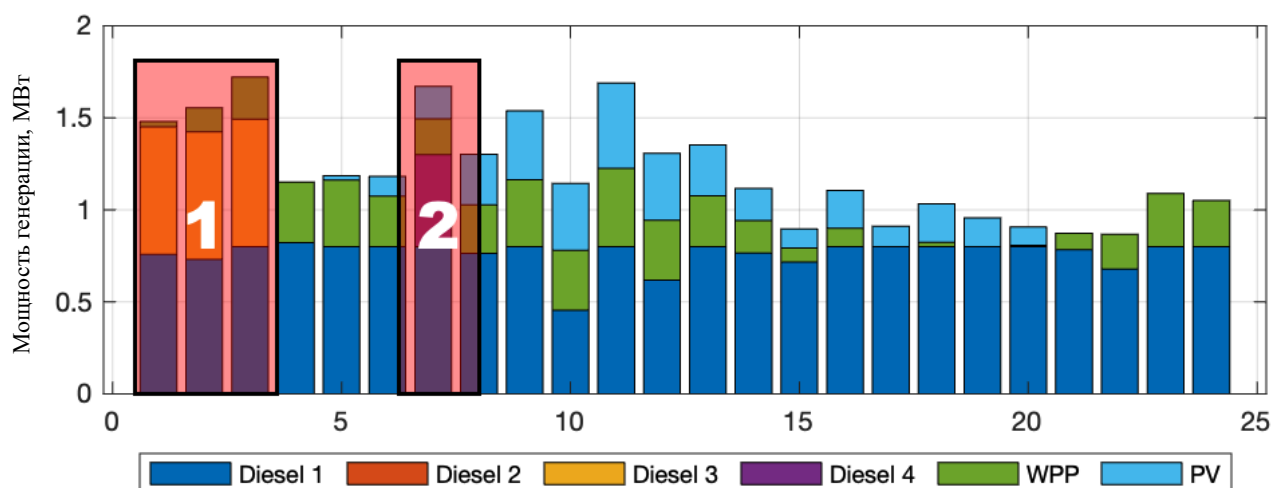


Рисунок 46 – Работа автономного электротехнического комплекса при внедрении DSM (составлено автором)

Наблюдается сокращение пусков дизельного генератора на короткий промежуток с трёх периодов до двух. Это позволяет продлить период безотказной работы генераторов в течение их жизненного цикла. Помимо прочего наблюдается снижение величины сброса и наброса нагрузки на дизельный генератор, работающий в базе графика генерации. Загрузка второго дизеля также была скорректирована, она теперь находится в пределах 40-75 %; от максимума, исключена работа дизеля при малой нагрузке, а также увеличен коэффициент использования установленной мощности ВИЭ.

4.5 Выводы по главе 4

На основе проведённых исследований и результатов моделирования в главе сделаны следующие выводы:

1. Выполнена математическая формализация алгоритмов управления спросом для основных классов электрических нагрузок, выделенных в главе 3. Показано, что для вариативной нагрузки управление реализуется как задача перераспределения части мощности в пределах окна $W_{DR}(t)$ при сохранении энергетического баланса; для скользящей – как задача временного переноса непрерывного паттерна нагрузки; для гибкой – как задача двунаправленного регулирования мощности с учётом ограничений по диапазону мощности и энергетическому состоянию; для мигрирующей – как задача пространственно-временного перераспределения нагрузки между допустимыми центрами питания.

2. Сформирована внешняя постановка задачи оптимизации режимов автономного электротехнического комплекса с гибридной генерацией, в которой управляющими переменными выступают параметры DSM, объединённые в вектор Θ , а вычислительное ядро Matpower/MOST используется как вложенный модуль расчёта установившегося режима, оптимального потокораспределения и экономической диспетчеризации.

3. Предложена интегральная целевая функция внешней оптимизации $J(\Theta)$, объединяющая экономический критерий через операционные затраты, технические критерии через снижение числа пусков и исключение работы генераторов на малой нагрузке, а экологический критерий – через минимизацию ограничений генерации ВИЭ.

4. Показано, что вектор параметров DSM Θ естественным образом декомпозируется на подпространства, соответствующие различным классам нагрузок и узлам сети. Введены локальные векторы параметров для вариативных, скользящих, гибких и мигрирующих нагрузок, что позволило формально связать предложенную в главе 3 классификацию с последующей процедурой внешней оптимизации.

5. Для настройки параметров DSM выбран алгоритм CC-PSO. Обосновано, что его применение целесообразно в условиях высокой размерности вектора Θ , возможности физико-топологического разбиения параметров на подпространства и необходимости многократных вызовов вложенного расчётного ядра Matpower/MOST. Тем самым CC-PSO использован как вычислительно реализуемый коэволюционный метод согласованной настройки параметров DSM.

6. Сформирована расчётная модель автономного электротехнического комплекса промышленного предприятия с радиально-лучистой топологией, дизельной генерацией, СЭС и ВЭС. Заданы топология сети, параметры оборудования, профили потребления и генерации, расходные характеристики дизельных генераторов и кривые стоимости генерации, что обеспечило воспроизводимую вычислительную среду для сопоставления сценариев базовой эксплуатации, внедрения СНЭЭ и внедрения DSM.

7. По результатам многокритериальной оптимизации установлено, что внедрение DSM на основе предложенной классификации нагрузок обеспечивает снижение операционных затрат по сравнению с базовым сценарием: при базовой эксплуатации $OPEX = 795\,288$ руб./сутки, при внедрении DSM – $622\,858$ руб./сутки, что соответствует снижению на 21,5 %.

8. Выполнено сравнение двух мер повышения энергоэффективности – внедрения СНЭЭ и реализации DSM. По рассчитанным финансовым показателям установлено, что в рассматриваемых условиях проект DSM является более экономически выгодным: $IRR=82,07$ %, $NPV=103\,825$ тыс. руб., $PI=7,95$, $PP=2,2$ года, что превышает соответствующие показатели для сценариев внедрения СНЭЭ.

9. Оценён экологический эффект в части прямых выбросов парниковых газов (Score 1) по утверждённой методике. Установлено, что при базовой эксплуатации годовой объём выбросов составляет $5\,207$ тCO₂/год, при внедрении СНЭЭ – $4\,992$ тCO₂/год, а при внедрении DSM – $4\,943$ тCO₂/год. Относительное снижение выбросов при внедрении DSM составляет 5,1 % относительно базового сценария.

10. По техническим результатам моделирования установлено, что внедрение DSM приводит к снижению числа кратковременных пусков дизельных агрегатов, уменьшению набросов и сбросов мощности на базовый дизельный генератор, исключению его работы на малой нагрузке и росту коэффициента использования установленной мощности ВИЭ. Тем самым показано, что предложенный подход обеспечивает не только экономический, но и режимный эффект, повышая эксплуатационную устойчивость и ресурсные показатели автономного электротехнического комплекса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе изложены новые научно обоснованные технические, технологические или иные решения и разработки в области решения задачи повышения эффективности работы автономных ЭТК с гибридной генерацией путём управления спросом на ЭЭ, имеющие существенное значение для развития страны.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Выявлены научно-технические проблемы повышения эффективности работы автономных электротехнических комплексов с гибридной генерацией. Показано, что в таких системах повышение эффективности определяется не только снижением расхода топлива и операционных затрат, но и требованиями к надёжности электроснабжения, устойчивости режима, допустимости работы дизельной генерации в рекомендуемых диапазонах загрузки, а также необходимостью более полного использования энергии ВИЭ в условиях изолированности и ограниченного резерва мощности.

2. Выполнен анализ существующих методов оценки возможности и потенциала применения технологии управления спросом в автономных ЭТК с гибридной генерацией, а также существующих подходов к классификации электрических нагрузок. Установлено, что известные показатели определения потенциала DSM и классификации нагрузок для целей управления спросом, как правило, либо не учитывают специфику автономных ЭТК, либо не обеспечивают перехода к формализованному описанию технологических ограничений конкретных электроприёмников и выбору допустимого типа управляющего воздействия.

3. Разработан метод выявления индивидуальных особенностей графика нагрузки потребителя, основанный на схеме «сегментация временного ряда-сингулярный спектральный анализ-кластеризация компонент». Показано, что переход от прямой кластеризации профилей к кластеризации компонент разложения позволяет устойчиво выделять характерные паттерны

электропотребления и использовать их как основу для последующей оценки потенциала применения DSM.

4. Обоснован критерий оценки потенциала внедрения технологии управления спросом в автономных ЭТК с гибридной генерацией в виде интегрального индекса DR PI. Показано, что индекс, включающий компоненты объёма потенциально гибкой энергии, её концентрации во времени и динамики внутрисуточных изменений, позволяет количественно оценивать актуальность и потенциал нагрузки к управлению спросом и сохраняет устойчивость практических выводов в результате расчётов при вариации весовых коэффициентов.

5. Обоснована классификация электрических нагрузок, ориентированная на цели DSM, и показано, что она может быть использована как основа для последующей формализации подходов к управлению спросом. Введены классы вариативной, скользящей, гибкой, мигрирующей и пассивной нагрузки, для которых сформулированы допустимые типы управляющего воздействия и соответствующие ограничения, что позволило перейти к математическому описанию алгоритмов DSM для различных групп электроприёмников.

6. Оценены технико-экономические показатели эффективности применения разработанного алгоритма управления спросом на электроэнергию на основе предложенной классификации нагрузок. По результатам моделирования автономного ЭТК промышленного предприятия установлено, что внедрение DSM снижает операционные затраты с 795 288 до 622 858 руб./сутки, то есть на 21,5 %, обеспечивает более высокую экономическую эффективность по сравнению со сценарием внедрения СНЭЭ, а также приводит к снижению прямых выбросов Score 1 с 5 207 до 4 943 тCO₂/год, уменьшению числа кратковременных пусков дизельных агрегатов, исключению их работы на малой нагрузке и повышению коэффициента использования установленной мощности ВИЭ.

Перспективы дальнейшего развития темы диссертационного исследования связаны с интеграцией передовых методов машинного обучения для предиктивной аналитики и динамической адаптации индекса потенциала управления спросом в режиме реального времени. Логичным продолжением работы также является

комплексная оценка долгосрочного влияния разработанных алгоритмов DSM на надёжность и ресурс электротехнического оборудования автономных ЭТК, а также расширение предложенной классификации электроприемников за счёт интеграции зарядной инфраструктуры электротранспорта (технологии V2G/V2X). Кроме того, значительный практический и научный потенциал имеет переход к децентрализованным локальным рынкам гибкости и программно-аппаратная реализация созданных математических моделей на базе цифровых двойников и технологий полунатурного моделирования (Hardware-in-the-Loop) для последующего внедрения алгоритмов в промышленные контроллеры управления микросетями.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АЗРФ	—	Арктическая зона Российской Федерации
АСУ ТП	—	автоматизированная система управления технологическим процессом
АСКУЭ	—	автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии
ВИЭ	—	возобновляемые источники энергии
ВРП	—	валовой региональный продукт
ВРУ	—	вводно-распределительное устройство
ВЭС	—	ветровая электростанция
ВЭУ	—	ветроэнергетическая установка
ДГУ	—	дизель-генераторная установка
ДЭС	—	дизельная электростанция
ИТТ	—	изолированные и труднодоступные территории
КПЭ	—	комплексный показатель эффективности
КТП	—	комплектная трансформаторная подстанция
ЛЭП	—	линия электропередачи
СЭС	—	солнечная электростанция
СНЭЭ	—	система накопления электроэнергии
ТТ/ТН	—	трансформаторы тока и напряжения
ТЭК	—	топливно-энергетический комплекс
ЭТК	—	электротехнический комплекс
ЭЭ	—	электроэнергия
ADMM	—	Alternating Direction Method of Multipliers (<i>метод переменных направлений множителей</i>)
АНС	—	Agglomerative Hierarchical Clustering (<i>агломеративная иерархическая кластеризация</i>)
AMI	—	Advanced Metering Infrastructure (<i>интеллектуальная измерительная инфраструктура</i>)
ARIMA	—	AutoRegressive Integrated Moving Average (<i>авторегрессионная интегрированная модель скользящего среднего</i>)
ARI	—	Adjusted Rand Index (<i>скорректированный индекс Рэнда</i>)
CAPEX	—	CAPEX – Capital Expenditures (<i>капитальные затраты</i>)
CCGA	—	Cooperative Coevolutionary Genetic Algorithm (<i>кооперативный коэволюционный генетический алгоритм</i>)
CC-PSO	—	Cooperative Coevolutionary Particle Swarm Optimization (<i>кооперативная коэволюционная оптимизация роем частиц</i>)
CGA	—	Competitive Genetic Algorithm (<i>конкурентный генетический алгоритм</i>)
CNN	—	Convolutional Neural Network (<i>свёрточная нейронная сеть</i>)
DBSCAN	—	Density-Based Spatial Clustering of Applications with Noise (<i>плотностной алгоритм кластеризации с выделением шума</i>)
DR	—	Demand Response (<i>управление изменением режима потребления</i>)
DR PI	—	Demand Response Potential Index (<i>индекс потенциала управления спросом</i>)
DSM	—	Demand-Side Management (<i>управление спросом на электроэнергию</i>)
EMD	—	Empirical Mode Decomposition (<i>эмпирическая модовая декомпозиция</i>)
EMS	—	Energy Management System (<i>система энергоменеджмента</i>)
ETS	—	Exponential Smoothing (<i>экспоненциальное сглаживание</i>)
FCM	—	Fuzzy – C-Means (<i>нечёткая кластеризация с-средних</i>)

FFT	— Fast Fourier Transform (<i>быстрое преобразование Фурье</i>)
FT	— Fourier Transform (<i>преобразование Фурье</i>)
GMM	— Gaussian Mixture Model (<i>модель гауссовой смеси</i>)
HHT	— Hilbert–Huang Transform (<i>преобразование Гильберта-Хуанга</i>)
IRR	— Internal Rate of Return (<i>внутренняя норма доходности</i>)
k-means	— алгоритм кластеризации k-средних
KPI	— Key Performance Indicator (<i>ключевой показатель эффективности</i>)
LCOE	— Levelized Cost of Energy (<i>приведённая стоимость электроэнергии</i>)
LSTM	— Long Short-Term Memory (<i>нейронная сеть с долговременной краткосрочной памятью</i>)
MAD	— Mean Absolute Deviation (<i>среднее абсолютное отклонение</i>)
MAS	— Multi-Agent System (<i>многоагентная система</i>)
MSVD	— Multi-scale Singular Value Decomposition (<i>многомасштабное сингулярное разложение</i>)
NMI	— Normalized Mutual Information (<i>нормированная взаимная информация</i>)
OPEX	— Operating Expenditures (<i>операционные затраты</i>)
PI	— Profitability Index (<i>индекс рентабельности проекта</i>)
PLC	— Programmable Logic Controller (<i>программируемый логический контроллер</i>)
PP	— Payback Period (<i>срок окупаемости</i>)
PSO	— Particle Swarm Optimization (<i>оптимизация методом роя частиц</i>)
RNN	— Recurrent Neural Network (<i>рекуррентная нейронная сеть</i>)
SARIMA	— Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average (<i>сезонная ARIMA-модель</i>)
SCADA	— Supervisory Control and Data Acquisition (<i>система диспетчерского управления и сбора данных</i>)
SoC	— State of Charge (<i>степень заряда накопителя</i>)
SSA	— Singular Spectrum Analysis (<i>сингулярный спектральный анализ</i>)
SVD	— Singular Value Decomposition (<i>сингулярное разложение</i>)
TOU	— Time-of-Use (<i>тарификация по времени использования</i>)
VMD	— Variational Mode Decomposition (<i>вариационная модовая декомпозиция</i>)
V2G	— Vehicle-to-Grid (<i>двухнаправленное взаимодействие электромобиля с сетью</i>)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б. Н. Система бесперебойного электроснабжения предприятий горной промышленности / Б. Н. Абрамович // Записки Горного института. – 2018. – Т. 229. – С. 31–40.
2. Жуковский, Ю. Л. Определение оптимального состава резервируемой гибридной ветро-солнечной электростанции / Ю. Л. Жуковский, А. Ю. Лаврик, Н. А. Максимов // Промышленная энергетика. – 2019. – Т. 10. – С. 47–53.
3. Жуковский, Ю.Л. Многомерная классификация нагрузки с учетом целей управления спросом на электроэнергию / Ю.Л. Жуковский, **П.К. Сусликов** // Энергия единой сети. – 2024. – № 3-4(74). – С. 30-38.
4. Жуковский, Ю.Л. Оценка потенциального эффекта применения технологии управления спросом на горных предприятиях / Ю.Л. Жуковский, **П.К. Сусликов** // Устойчивое развитие горных территорий. – 2024. – Т. 16, № 3(61). – С. 895-908. DOI: 10.21177/1998-4502-2024-16-3-895-908.
5. Жуковский, Ю.Л. Идентификация и классификация электрической нагрузки горных предприятий на основе методов декомпозиции сигналов / Ю.Л. Жуковский, **П.К. Сусликов** // Записки Горного института. - 2025. - Т. 275. - С. 5-17. EDN HPZAGK
6. Жуковский, Ю. Л. Повышение энергоэффективности автономных электротехнических комплексов на основе классификации нагрузок и алгоритмов DSM / Ю.Л. Жуковский, **П.К. Сусликов**, П.В. Яковлев // Промышленная энергетика. – 2026. – № 1. – С. 31-40.
7. Лукутин, Б. В. Фотоэлектростанции с электрохимическим и тепловым накоплением энергии в Ираке / Б. В. Лукутин, К. Х. Аль-Мажди // Известия Томского политехнического института. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, issue. 1. – С. 174–183. – DOI: 10.18799/24131830/2021/1/3010.
8. Николаев, А. В. Разработка и интеграция имитационной модели процесса проветривания подземного горнодобывающего предприятия в сервис управления спросом на электроэнергию / А. В. Николаев, А. В. Кычкин // Записки Горного института. – 2025. – Т. 275. – С. 18–29.

9. Пригарин, С. М. Модели случайных процессов и полей в методах Монте-Карло / С. М. Пригарин. – Лондон : Saarbruecken: Palmarium Academic Publishing, 2014.

10. Токарев, И. С. Выбор параметров системы накопления электроэнергии по критерию усовершенствованного показателя нормированной стоимости для объектов ПАО «Газпром» большой мощности / И. С. Токарев, О. С. Васильков, Я. Э. Шклярский [и др.] // Научные труды КубГТУ. – 2024. – № 2. – С. 170–184. – DOI: 10.26297/2312-9409.2024.2.15.

11. **Сусликов, П.К.** Определение скрытых зависимостей множественных временных рядов потребления электроэнергии с целью классификации и управления профилями нагрузки / **П.К. Сусликов**, Ю.Л. Жуковский // Электроэнергетика глазами молодёжи-2024 : Материалы XIV Международной научно-технической конференции. В 2-х томах, Ставрополь, 01-04 октября 2024 года. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2024. – С. 127-130.

12. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2025662691 Российская Федерация. Программа для выявления периодических паттернов во временных рядах потребления электроэнергии. Заявка № 2025661470: заявл. 12.05.2025 : опубл. 22.05.2025 / Ю.Л. Жуковский, **П.К. Сусликов**; заявитель/правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II». – 57 КБ.

13. Электробаланс и потребление электроэнергии в Российской Федерации с 2005-2024 гг. // Федеральная служба государственной статистики, (Росстат) [Электронный ресурс]. URL: rosstat.gov.ru/ (дата обращения 19.05.2026).

14. Карта объектов генерации в ИТТ // ООО «РусмашЭнерго» [Электронный ресурс]. URL: <https://energymaps.ru/19-06/> (дата обращения 19.05.2026).

15. Об основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года : Указ Президента РФ от 05.03.2020 № 164 // Совет Безопасности Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL:

scrf.gov.ru/media/files/file/hcTiEHnCdn6TqRm5A677n5iE3yXLi93E.pdf (дата обращения 19.05.2026).

16. Развитие Арктической зоны Российской Федерации // Восточный центр государственного планирования [Электронный ресурс]. URL: vostokgosplan.ru/wp-content/uploads/digest_arctic_2025.pdf (дата обращения 19.05.2026).

17. Численность населения Магаданской области по муниципальным образованиям на 1 января 2025 года // Мэрия города Магадана: офиц. сайт [Электронный ресурс]. URL: magadangorod.ru/common/upload/1/editor/file/CHislennost_naseleniya_Magadanskoy_oblasti_po_munitsipalnym_obrazovaniyam_na_1_yanvary_2025_goda.pdf (дата обращения 19.05.2026).

18. Adetunji, A. Economic benefits of demand response in the Finnish pulp and paper industry / A. Adetunji, A. Heider, J.-N. Louis [и др.] // Energy Reports. – 2025. – Т. 14. – С. 2578–2592. – DOI: 10.1016/j.egyr.2025.09.039.

19. Allwyn, R. G. A comprehensive review on energy management strategy of microgrids / R. G. Allwyn, A. Al-Hinai, V. Margaret // Energy Reports. – 2023. – Т. 9. – С. 5565–5591. – DOI: 10.1016/j.egyr.2023.04.360.

20. Augustine, C. Storage Futures Study: Storage Technology Modeling Input Data Report / C. Augustine, N. Blair. – Golden, CO (United States), 2021.

21. Battula, V. V. R. Comparison of advanced signal decomposition techniques for the classification of PQDs by machine learning algorithms / V. V. R. Battula, K. Padmavathi, K. Sravanthi // Scientific Reports. – 2025. – Т. 15, issue. 1. – С. 38164. – DOI: 10.1038/s41598-025-22128-6.

22. Beaudin, M. Home energy management systems: A review of modelling and complexity / M. Beaudin, H. Zareipour // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2015. – Т. 45. – С. 318–335. – DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.046.

23. Belsky, A. A. Enhanced Energy Efficiency of Oil Production Using Photovoltaic Installation / A. A. Belsky, V. V. Starshaia, J. E. Shklyarsky // International Journal of Engineering. – 2025. – Т. 38, issue. 1. – С. 194–204. – DOI: 10.5829/ije.2025.38.01a.18.

24. Bogdanov, I. Improving the efficiency of autonomous electrical complexes of oil and gas enterprises / I. Bogdanov, B. Abramovich // Journal of Mining Institute. – 2021. – T. 249. – C. 408–416. – DOI: 10.31897/PMI.2021.3.10.
25. Branker, K. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity / K. Branker, M. J. M. Pathak, J. M. Pearce // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2011. – T. 15, issue. 9. – C. 4470–4482. – DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.104.
26. Brodsky, Y. I. Bourbaki's structure theory in the problem of complex systems simulation models synthesis and model-oriented programming / Y. I. Brodsky // Computational Mathematics and Mathematical Physics. – 2015. – T. 55, issue. 1. – C. 148–159. – DOI: 10.1134/S0965542515010054.
27. Bruck, M. A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs) / M. Bruck, P. Sandborn, N. Goudarzi // Renewable Energy. – 2018. – T. 122. – C. 131–139. – DOI: 10.1016/j.renene.2017.12.100.
28. Bull, L. On Cooperative Coevolution and Global Crossover [Электронный ресурс]. URL: <http://arxiv.org/abs/2308.06581> (дата обращения 19.05.2026).
29. Campodonico Avendano, I. A. Assessing the impact of employing machine learning-based baseline load prediction pipelines with sliding-window training scheme on offered flexibility estimation for different building categories / I. A. Campodonico Avendano, F. Dadras Javan, B. Najafi [и др.] // Energy and Buildings. – 2023. – T. 294. – C. 113217. – DOI: 10.1016/j.enbuild.2023.113217.
30. Cardo-Miota, J. Data-driven approach for day-ahead System Non-Synchronous Penetration forecasting: A comprehensive framework, model development and analysis / J. Cardo-Miota, R. Trivedi, S. Patra [и др.] // Applied Energy. – 2024. – T. 362. – C. 123006. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123006.
31. Carpentieri, A. Extending intraday solar forecast horizons with deep generative models / A. Carpentieri, D. Folini, J. Leinonen, A. Meyer // Applied Energy. – 2025. – T. 377. – C. 124186. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124186.
32. Chen, B. An advanced airport terminal cooling load forecasting model integrating SSA and CNN-Transformer / B. Chen, W. Yang, B. Yan, K. Zhang // Energy

and Buildings. – 2024. – T. 309. – C. 114000. – DOI: 10.1016/j.enbuild.2024.114000.

33. Chen, X. Robust optimal capacity planning of grid-connected microgrid considering energy management under multi-dimensional uncertainties / X. Chen, W. Dong, Q. Yang // *Applied Energy*. – 2022. – T. 323. – C. 119642. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.119642.

34. Czétány, L. Development of electricity consumption profiles of residential buildings based on smart meter data clustering / L. Czétány, V. Vámos, M. Horváth [и др.] // *Energy and Buildings*. – 2021. – T. 252. – C. 111376. – DOI: 10.1016/j.enbuild.2021.111376.

35. Dengfeng, L. Optimization method of time-of-use electricity price for the cost savings of power grid investment / L. Dengfeng, L. Zhonghao, L. Xiaoju [и др.] // *Frontiers in Energy Research*. – 2024. – T. 12. – DOI: 10.3389/fenrg.2024.1361116.

36. Dong, T. Remaining useful life prediction of Lithium-ion batteries based on data preprocessing and CNN-LSSVR algorithm / T. Dong, Y. Sun, J. Liu [и др.] // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2025. – T. 167. – C. 110619. – DOI: 10.1016/j.ijepes.2025.110619.

37. Elistratov, V. V. Application Features of Automated Fiscal Electricity Metering Systems in Smart Grids Containing Renewable Energy Sources / V. V. Elistratov, D. Tanichev // *Elektrichestvo*. – 2026. – № 1. – C. 4–11. – DOI: 10.24160/0013-5380-2026-1-4-11.

38. Elistratov, V. V. Environmental and economic comparison of hydrogen production technologies under low-carbon development strategy / V. V. Elistratov, E. Y. Terekhov // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2026. – T. 198. – C. 151519. – DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.151519.

39. Eren, Y. A comprehensive review on deep learning approaches for short-term load forecasting / Y. Eren, İ. Küçükdemiral // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2024. – T. 189. – C. 114031. – DOI: 10.1016/j.rser.2023.114031.

40. Eroshenko, S. A. Electrical energy storage systems for increasing technical and economical characteristics of gas engine power plants / S. A. Eroshenko, V. D. Melnikov, G. B. Nesterenko, V. M. Zyryanov // *IOP Conference Series: Materials Science and*

Engineering. – 2020. – T. 836, issue. 1. – C. 012007. – DOI: 10.1088/1757-899X/836/1/012007.

41. Eyimaya, S. E. Review of Energy Management Systems in Microgrids / S. E. Eyimaya, N. Altin // *Applied Sciences*. – 2024. – T. 14, issue. 3. – C. 1249. – DOI: 10.3390/app14031249.

42. Gelchu, M. A. Impact of demand-side management on the sizing of autonomous solar PV-based mini-grids / M. A. Gelchu, J. Ehnberg, D. Shiferaw, E. O. Ahlgren // *Energy*. – 2023. – T. 278. – C. 127884. – DOI: 10.1016/j.energy.2023.127884.

43. Glorieux, E. Improved Constructive Cooperative Coevolutionary Differential Evolution for Large-Scale Optimisation / E. Glorieux, B. Svensson, F. Danielsson, B. Lennartson // *2015 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence*. – 2015. – C. 1703–1710. – DOI: 10.1109/SSCI.2015.239.

44. Golyandina, N. Particularities and commonalities of singular spectrum analysis as a method of time series analysis and signal processing / N. Golyandina // *Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics*. – 2020. – T. 12, issue. 4. – DOI: 10.1002/wics.1487.

45. Golyandina, N. Particularities and commonalities of singular spectrum analysis as a method of time series analysis and signal processing / N. Golyandina // *WIREs Computational Statistics*. – 2020. – T. 12, issue. 4. – DOI: 10.1002/wics.1487.

46. Golyandina, N. Basic Singular Spectrum Analysis and forecasting with R / N. Golyandina, A. Korobeynikov // *Computational Statistics & Data Analysis*. – 2014. – T. 71. – C. 934–954. – DOI: 10.1016/j.csda.2013.04.009.

47. Golyandina, N. Singular Spectrum Analysis with R / N. Golyandina, A. Korobeynikov, A. Zhigljavsky. – Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2018.

48. Haohao, C. Design of fault location algorithm based on online distributed travelling wave for HV power cable / C. Haohao, L. Jing, C. Ping // *PLOS ONE*. – 2024. – T. 19, issue. 1. – C. e0296513. – DOI: 10.1371/journal.pone.0296513.

49. He, R. Bi-level Collaborative Access Optimization of Demand-Side Resources Based on External-Interactive Characteristics of Users / R. He, R. Zhan, S. Yan [и др.] //

Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2026. – DOI: 10.1007/s42835-025-02524-8.

50. Ilyushin, P. Algorithm and Methods for Analyzing Power Consumption Behavior of Industrial Enterprises Considering Process Characteristics / P. Ilyushin, B. Papkov, A. Kulikov, K. Suslov // Algorithms. – 2025. – T. 18, issue. 1. – C. 49. – DOI: 10.3390/a18010049.

51. Jin, N. Highly accurate energy consumption forecasting model based on parallel LSTM neural networks / N. Jin, F. Yang, Y. Mo [и др.] // Advanced Engineering Informatics. – 2022. – T. 51. – C. 101442. – DOI: 10.1016/j.aei.2021.101442.

52. Kallitsis, E. Think global act local: The dependency of global lithium-ion battery emissions on production location and material sources / E. Kallitsis, J. J. Lindsay, M. Chordia [и др.] // Journal of Cleaner Production. – 2024. – T. 449. – C. 141725. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.141725.

53. Kapp, S. A comprehensive analysis of the energy, economic, and environmental impacts of industrial variable frequency drives / S. Kapp, C. Wang, M. McNelly [и др.] // Journal of Cleaner Production. – 2024. – T. 434. – C. 140474. – DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.140474.

54. Kaur, R. Behavior segmentation of electricity consumption patterns: A cluster analytical approach / R. Kaur, D. Gabrijelčič // Knowledge-Based Systems. – 2022. – T. 251. – C. 109236. – DOI: 10.1016/j.knosys.2022.109236.

55. Keskinis, S. Techno-Economic Photovoltaic-Battery Energy Storage System Microgrids with Diesel Backup Generator: A Case Study in Industrial Loads in Germany Comparing Load-Following and Cycle-Charging Control / S. Keskinis, C. Elmasides, I. E. Kosmadakis [и др.] // Energies. – 2025. – T. 18, issue. 24. – C. 6463. – DOI: 10.3390/en18246463.

56. Khan, M. U. Hybrid EEG-fNIRS BCI Fusion Using Multi-Resolution Singular Value Decomposition (MSVD) / M. U. Khan, M. A. H. Hasan // Frontiers in Human Neuroscience. – 2020. – T. 14. – DOI: 10.3389/fnhum.2020.599802.

57. Kumar, H. K. P. High resistance fault detection in DC microgrid using Hilbert Huang transform and vector-based ensemble optimized LSTM networks / H. K. P. Kumar,

R. Dash, K. J. Reddy [и др.] // Scientific Reports. – 2025. – Т. 15, issue. 1. – С. 16039. – DOI: 10.1038/s41598-025-00977-5.

58. Lambert, M. Diesel genset optimization in remote microgrids / M. Lambert, R. Hassani // Applied Energy. – 2023. – Т. 340. – С. 121036. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121036.

59. Lavrik, A. Features of the Optimal Composition Determination of Energy Sources During Multi-Criterial Search in the Russian Arctic Conditions / A. Lavrik, Y. Zhukovskiy, A. Buldysko // 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). – 2020. – С. 1–5. – DOI: 10.1109/REEPE49198.2020.9059215.

60. Lee, E. Evaluation of Demand Response Potential Flexibility in the Industry Based on a Data-Driven Approach / E. Lee, K. Baek, J. Kim // Energies. – 2020. – Т. 13, issue. 23. – С. 6355. – DOI: 10.3390/en13236355.

61. Leitaο, J. A Survey on Home Energy Management / J. Leitaο, P. Gil, B. Ribeiro, A. Cardoso // IEEE Access. – 2020. – Т. 8. – С. 5699–5722. – DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2963502.

62. Li, B. An integrated energy system day-ahead scheduling method based on an improved dynamic time warping algorithm / B. Li // Frontiers in Energy Research. – 2024. – Т. 12. – DOI: 10.3389/fenrg.2024.1354196.

63. Li, H. Data-driven key performance indicators and datasets for building energy flexibility: A review and perspectives / H. Li, H. Johra, F. de Andrade Pereira [и др.] // Applied Energy. – 2023. – Т. 343, issue. 04. – С. 121217. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121217.

64. Li, S. Multi-Energy Coordination Strategy for Islanded MEMG with Carbon-Gas Coupling and Demand Side Responses / S. Li, Y. Deng, H. Yu, F. Fan // Energies. – 2025. – Т. 18, issue. 23. – С. 6207. – DOI: 10.3390/en18236207.

65. Li, S. Co-evolutionary Multi-Colony Ant Colony Optimization Based on Adaptive Guidance Mechanism and Its Application / S. Li, X. You, S. Liu // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2021. – Т. 46, issue. 9. – С. 9045–9063. – DOI: 10.1007/s13369-021-05694-5.

66. Li, T. Comparison and application potential analysis of autoencoder-based electricity pattern mining algorithms for large-scale demand response / T. Li, Z. Wang, W. Zhao // *Technological Forecasting and Social Change*. – 2022. – T. 177. – C. 121523. – DOI: 10.1016/j.techfore.2022.121523.

67. Li, Y. Physics-informed Mamba network for ultra-short-term photovoltaic power forecasting: integrating WGAN-GP augmentation and CEEMDAN-SST decomposition / Y. Li, Y. Zhang, M. Yin // *Renewable Energy*. – 2026. – T. 257. – C. 124851. – DOI: 10.1016/j.renene.2025.124851.

68. Liu, C. Research on application of coevolutionary ant colony optimization algorithm based on hybrid breeding strategy / C. Liu, X. Li, Z. Ye [и др.] // *Third International Conference on Control and Intelligent Robotics (ICCIR 2023)*. – 2023. – C. 111. – DOI: 10.1117/12.3011157.

69. Liu, J. Defining and applying an electricity demand flexibility benchmarking metrics framework for grid-interactive efficient commercial buildings / J. Liu, R. Yin, L. Yu [и др.] // *Advances in Applied Energy*. – 2022. – T. 8. – C. 100107. – DOI: 10.1016/j.adapen.2022.100107.

70. Lu, H. Rotating machinery early fault detection integrating variational mode decomposition and multiscale singular value decomposition / H. Lu, W. Zhang, Z. Chen [и др.] // *Measurement Science and Technology*. – 2024. – T. 35, issue. 12. – C. 126128. – DOI: 10.1088/1361-6501/ad7a1f.

71. Lukutin, B. V. Optimization of Operational Control of Autonomous Photo-Diesel Power Supply System With DC BUS / B. V. Lukutin, D. I. Muraviev // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*. – 2022. – T. 333, issue. 4. – C. 224–235. – DOI: 10.18799/24131830/2022/4/3619.

72. Lukutin, B. V. Operating Modes of Micro-Hydroelectric Power Plant with Output Voltage Stabilization Using Inverter Control / B. V. Lukutin, E. B. Shandarova, M. M. Popov // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering*. – 2023. – T. 334, issue. 8. – C. 51–58. – DOI: 10.18799/24131830/2023/8/4190.

73. Luo, Z. Demand Flexibility of Residential Buildings: Definitions, Flexible Loads, and Quantification Methods / Z. Luo, J. Peng, J. Cao [и др.] // *Engineering*. –

2022. – Т. 16. – С. 123–140. – DOI: 10.1016/j.eng.2022.01.010.

74. Ma, J. Port Microgrid Capacity Planning Under Tightening Carbon Constraints: A Bi-Level Cost Optimization Framework / J. Ma, Y. Zhang // *Electronics*. – 2025. – Т. 14, issue. 21. – С. 4307. – DOI: 10.3390/electronics14214307.

75. Ma, K. A power load forecasting method in port based on VMD-ICSS-hybrid neural network / K. Ma, X. Nie, J. Yang [и др.] // *Applied Energy*. – 2025. – Т. 377. – С. 124246. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.124246.

76. Manandhar, U. Enhanced energy management system for isolated microgrid with diesel generators, renewable generation, and energy storages / U. Manandhar, X. Zhang, G. H. Beng [и др.] // *Applied Energy*. – 2023. – Т. 350. – С. 121624. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121624.

77. Martinez-Bolanos, J. R. Improved dynamic model of small stand-alone diesel generators to assess the stability of autonomous microgrids / J. R. Martinez-Bolanos, A. R. A. Manito, M. P. Almeida [и др.] // *AIP Advances*. – 2025. – Т. 15, issue. 2. – DOI: 10.1063/5.0232151.

78. Mathur, A. Data-driven optimization for microgrid control under distributed energy resource variability / A. Mathur, R. Kumari, V. P. Meena [и др.] // *Scientific Reports*. – 2024. – Т. 14, issue. 1. – С. 10806. – DOI: 10.1038/s41598-024-58767-4.

79. Memari, M. Clustering-based reliability assessment of smart grids by fuzzy c-means algorithm considering direct cyber–physical interdependencies and system uncertainties / M. Memari, A. Karimi, H. Hashemi-Dezaki // *Sustainable Energy, Grids and Networks*. – 2022. – Т. 31. – С. 100757. – DOI: 10.1016/j.segan.2022.100757.

80. Meng, Q. Day-ahead economic dispatch of wind-integrated microgrids using coordinated energy storage and hybrid demand response strategies / Q. Meng, Y. He, S. Hussain [и др.] // *Scientific Reports*. – 2025. – Т. 15, issue. 1. – С. 26579. – DOI: 10.1038/s41598-025-11561-2.

81. Morales-España, G. Classifying and modelling demand response in power systems / G. Morales-España, R. Martínez-Gordón, J. Sijm // *Energy*. – 2022. – Т. 242. – С. 122544. – DOI: 10.1016/j.energy.2021.122544.

82. Morales, R. Microgrid planning based on computational intelligence methods

for rural communities: A case study in the José Painecura Mapuche community, Chile / R. Morales, L. G. Marín, T. Roje [и др.] // *Expert Systems with Applications*. – 2024. – T. 235. – C. 121179. – DOI: 10.1016/j.eswa.2023.121179.

83. Muftić Dedović, M. Enhancing power system stability with adaptive under frequency load shedding using synchrophasor measurements and empirical mode decomposition / M. Muftić Dedović, S. Avdaković, M. Musić, I. Kuzle // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2024. – T. 160. – C. 110133. – DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.110133.

84. Murillo-Sanchez, C. E. Secure Planning and Operations of Systems with Stochastic Sources, Energy Storage, and Active Demand / C. E. Murillo-Sanchez, R. D. Zimmerman, C. Lindsay Anderson, R. J. Thomas // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2013. – T. 4, issue. 4. – C. 2220–2229. – DOI: 10.1109/TSG.2013.2281001.

85. Murthy, S. Metrics to describe changes in the power system need for demand response resources / S. Murthy, A. J. Satchwell, B. F. Gerke // *Smart Energy*. – 2022. – T. 6. – C. 100074. – DOI: 10.1016/j.segy.2022.100074.

86. Nakiganda, A. M. Resilient Microgrid Scheduling with Secure Frequency and Voltage Transient Response / A. M. Nakiganda, P. Aristidou // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2022. – C. 1–13. – DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3207523.

87. Nekhoroshikh, I. N. World practice of managing electricity demand / I. N. Nekhoroshikh, T. V. Dobrinova, A. Y. Anisimov, A. V. Zhaglovskaya // *Russian Journal of Industrial Economics*. – 2019. – T. 12, issue. 3. – C. 280–287. – DOI: 10.17073/2072-1633-2019-3-280-287.

88. Nesterenko, G. Technical and Economic Efficiency Analysis of the Energy Storage Systems Use in Off-Grid Power Systems / G. Nesterenko, G. Prankevich, S. Eroshenko [и др.] // 2021 7th International Conference on Electrical Energy Systems (ICEES). – 2021. – C. 68–72. – DOI: 10.1109/ICEES51510.2021.9383742.

89. Nikolaev, A. Application of the cybernetic approach to price-dependent demand response for underground mining enterprise electricity consumption / A. Nikolaev, S. Vöth, A. Kychkin // *Journal of Mining Institute*. – 2022. – T. Online fir. – DOI: 10.31897/PMI.2022.33.

90. Ning, J. Advances in carbonaceous promoters for anaerobic digestion processes – Functions and mechanisms of action / J. Ning, M. Kamali, L. Appels // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2024. – Т. 202. – С. 114640. – DOI: 10.1016/j.rser.2024.114640.

91. Oltean, M. Solving even-parity problems using traceless genetic programming / M. Oltean // *Proceedings of the 2004 Congress on Evolutionary Computation (IEEE Cat. No.04TH8753)*. – С. 1813–1819. – DOI: 10.1109/CEC.2004.1331116.

92. Oltean, M. Solving classification problems using Traceless Genetic Programming [Электронный ресурс]. URL: <http://arxiv.org/abs/2111.14790> (дата обращения 19.05.2026).

93. Oltean, M. Using traceless genetic programming for solving multi-objective optimization problems / M. Oltean, C. Groşan // *Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence*. – 2007. – Т. 19, issue. 3. – С. 227–248. – DOI: 10.1080/09528130601138273.

94. Oyewole, G. J. Data clustering: application and trends / G. J. Oyewole, G. A. Thopil // *Artificial Intelligence Review*. – 2023. – Т. 56, issue. 7. – С. 6439–6475. – DOI: 10.1007/s10462-022-10325-y.

95. Pelekis, S. Targeted demand response for flexible energy communities using clustering techniques / S. Pelekis, A. Pipergias, E. Karakolis [и др.] // *Sustainable Energy, Grids and Networks*. – 2023. – Т. 36. – С. 101134. – DOI: 10.1016/j.segan.2023.101134.

96. Qi, X. Collective intelligence evolution using ant colony optimization and neural networks / X. Qi, Z. Gan, C. Liu [и др.] // *Neural Computing and Applications*. – 2021. – Т. 33, issue. 19. – С. 12721–12735. – DOI: 10.1007/s00521-021-05918-7.

97. Qing, Y. Cooperative coevolutionary multiobjective genetic programming for microarray data classification / Y. Qing, C. Ma, Y. Zhou [и др.] // *Proceedings of the Genetic and Evolutionary Computation Conference*. – 2021. – С. 804–811. – DOI: 10.1145/3449639.3459400.

98. Quercio, M. Evaluation of a demand response online algorithm on the costs sustained by the user / M. Quercio, V. Lucaferri, E. Belloni [и др.] // *Energy and Buildings*. – 2024. – Т. 317. – С. 114355. – DOI: 10.1016/j.enbuild.2024.114355.

99. Quizhpe, K. Optimizing Microgrid Planning for Renewable Integration in Power Systems: A Comprehensive Review / K. Quizhpe, P. Arévalo, D. Ochoa-Correa, E. Villa-Ávila // *Electronics*. – 2024. – T. 13, issue. 18. – C. 3620. – DOI: 10.3390/electronics13183620.

100. Ranaboldo, M. A comprehensive overview of industrial demand response status in Europe / M. Ranaboldo, M. Aragüés-Peñalba, E. Arica [и др.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2024. – T. 203. – C. 114797. – DOI: 10.1016/j.rser.2024.114797.

101. Rangel, N. An optimisation tool for minimising fuel consumption, costs and emissions from Diesel-PV-Battery hybrid microgrids / N. Rangel, H. Li, P. Aristidou // *Applied Energy*. – 2023. – T. 335. – C. 120748. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120748.

102. Samanta, I. S. A hybrid approach for power quality event identification in power systems: Elasticnet Regression decomposition and optimized probabilistic neural networks / I. S. Samanta, P. K. Rout, K. Swain [и др.] // *Heliyon*. – 2024. – T. 10, issue. 18. – C. e37975. – DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e37975.

103. Santos-Ramos, J. E. Microgrid Protection Coordination Considering Clustering and Metaheuristic Optimization / J. E. Santos-Ramos, S. D. Saldarriaga-Zuluaga, J. M. López-Lezama [и др.] // *Energies*. – 2023. – T. 17, issue. 1. – C. 210. – DOI: 10.3390/en17010210.

104. Shaik, M. Hilbert–Huang transform and decision tree based islanding and fault recognition in renewable energy penetrated distribution system / M. Shaik, A. G. Shaik, S. K. Yadav // *Sustainable Energy, Grids and Networks*. – 2022. – T. 30. – C. 100606. – DOI: 10.1016/j.segan.2022.100606.

105. Sharda, S. Demand side management through load shifting in IoT based HEMS: Overview, challenges and opportunities / S. Sharda, M. Singh, K. Sharma // *Sustainable Cities and Society*. – 2021. – T. 65, issue. 09. – C. 102517. – DOI: 10.1016/j.scs.2020.102517.

106. Shepherd, M. M. Demand Flexibility: A Review of Quantification Methods, Models, and Required Data / M. M. Shepherd, S. Mohagheghi // *Applied Sciences*. – 2024. – T. 14, issue. 23. – C. 11276. – DOI: 10.3390/app142311276.

107. Shushpanov, I. Towards the Flexible Distribution Networks Design Using the Reliability Performance Metric / I. Shushpanov, K. Suslov, P. Ilyushin, D. N. Sidorov // *Energies*. – 2021. – T. 14, issue. 19. – C. 6193. – DOI: 10.3390/en14196193.

108. Sobrinho Campolina Martins, A. K-Medoids clustering applications for high-dimensionality multiphase probabilistic power flow / A. Sobrinho Campolina Martins, L. Ramos de Araujo, D. Rosana Ribeiro Penido // *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. – 2024. – T. 157. – C. 109861. – DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.109861.

109. Strobel, N. Quantifying the Demand Response Potential of Inherent Energy Storages in Production Systems / N. Strobel, D. Fuhrländer-Völker, M. Weigold, E. Abele // *Energies*. – 2020. – T. 13, issue. 16. – C. 4161. – DOI: 10.3390/en13164161.

110. Tajjour, S. A comprehensive review on sustainable energy management systems for optimal operation of future-generation of solar microgrids / S. Tajjour, S. Singh Chandel // *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. – 2023. – T. 58. – C. 103377. – DOI: 10.1016/j.seta.2023.103377.

111. Tan, M. A multi-task learning method for multi-energy load forecasting based on synthesis correlation analysis and load participation factor / M. Tan, C. Liao, J. Chen [и др.] // *Applied Energy*. – 2023. – T. 343. – C. 121177. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121177.

112. Thirunavukkarasu, M. A comprehensive review on optimization of hybrid renewable energy systems using various optimization techniques / M. Thirunavukkarasu, Y. Sawle, H. Lala // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2023. – T. 176. – C. 113192. – DOI: 10.1016/j.rser.2023.113192.

113. Tu, Q. Achieving grid parity of wind power in China – Present leveled cost of electricity and future evolution / Q. Tu, R. Betz, J. Mo [и др.] // *Applied Energy*. – 2019. – T. 250. – C. 1053–1064. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.05.039.

114. Vahid-Ghavidel, M. Demand Response Programs in Multi-Energy Systems: A Review / M. Vahid-Ghavidel, M. S. Javadi, M. Gough [и др.] // *Energies*. – 2020. – T. 13, issue. 17. – C. 4332. – DOI: 10.3390/en13174332.

115. Verbe, S. C. DC bus-controlled grid-forming inverters for enhanced stability

and fuel efficiency in hybrid microgrids / S. C. Verbe, A. Hasan, R. Shigenobu [и др.] // *Energy Conversion and Management*: X. – 2025. – Т. 28. – С. 101243. – DOI: 10.1016/j.ecmx.2025.101243.

116. Wani, A. A. Comprehensive analysis of clustering algorithms: exploring limitations and innovative solutions / A. A. Wani // *PeerJ Computer Science*. – 2024. – Т. 10. – С. e2286. – DOI: 10.7717/peerj-cs.2286.

117. Wen, Q. Feature engineering and selection for prosumer electricity consumption and production forecasting: A comprehensive framework / Q. Wen, Y. Liu // *Applied Energy*. – 2025. – Т. 381. – С. 125176. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.125176.

118. Wu, J. A dual-driven predictive control for photovoltaic-diesel microgrid secondary frequency regulation / J. Wu, F. Yang // *Applied Energy*. – 2023. – Т. 334. – С. 120652. – DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120652.

119. Wu, X. CEEMDAN-SE-HDBSCAN-VMD-TCN-BiGRU: A two-stage decomposition-based parallel model for multi-altitude ultra-short-term wind speed forecasting / X. Wu, D. Wang, M. Yang, C. Liang // *Energy*. – 2025. – Т. 330. – С. 136660. – DOI: 10.1016/j.energy.2025.136660.

120. Yamegueu, D. Improving the performance of PV/diesel microgrids via integration of a battery energy storage system: the case of Bilgo village in Burkina Faso / D. Yamegueu, H. T. Nelson, A. S. Boly // *Energy, Sustainability and Society*. – 2024. – Т. 14, issue. 1. – С. 48. – DOI: 10.1186/s13705-024-00480-1.

121. Yang, Z.-W. Quantitative Assessment Method for Industrial Demand Response Potential Integrating STL Decomposition and Load Step Characteristics / Z.-W. Yang, K. Chang, M.-D. Shao [и др.] // *Energies*. – 2025. – Т. 18, issue. 13. – С. 3398. – DOI: 10.3390/en18133398.

122. Yujing, L. Unlocking Demand-Side Flexibility in China: Current Status and Potential of Demand Response in the Industrial Sector / L. Yujing, L. Ziyi, X. Jun [и др.] // 2023.

123. Zhang, J. A Review of Industrial Load Flexibility Enhancement for Demand-Response Interaction / J. Zhang, B. Zhou, Z. Yang [и др.] // *Sustainability*. – 2025. – Т.

17, issue. 11. – C. 4938. – DOI: 10.3390/su17114938.

124. Zhao, Y. Microgrid Energy Management Considering Energy Storage Degradation Cost / Y. Zhao, H. Li, C. Wan [и др.] // *Batteries*. – 2025. – Т. 11, issue. 5. – C. 169. – DOI: 10.3390/batteries11050169.

125. Zhukovskiy, Y. L. Digital platform as a means of process optimization of integrating electric vehicles into electric power networks / Y.L. Zhukovskiy, P.K. Suslikov, E. G. Arapova, L. Z. Alieva // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2020. – Т. 1661, issue. 1. – C. 012162. – DOI: 10.1088/1742-6596/1661/1/012162.

126. Zhukovskiy, Y. L. The use of vehicle-to-grid technology for the integration of electric vehicles in the power system of the city / Y. L. Zhukovskiy, P. K. Suslikov, N.I. Russkih, N. A. Korolev // *Journal of Physics: Conference Series*. – 2019. – Т. 1333, issue. 6. – DOI: 10.1088/1742-6596/1333/6/062032.

127. Zhukovskiy, Y.L. NILM-Based Feedback for Demand Response: A Reproducible Binary State-Detection Algorithm Using Active Power / Y.L. Zhukovskiy, **P.K. Suslikov**, D.L. Rasputin // *Electricity*. – 2026. – Vol. 7 (1). – No. 23. – DOI: 10.3390/electricity7010023.

128. Zimmerman, R. D. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education / R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, R. J. Thomas // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2011. – Т. 26, issue. 1. – C. 12–19. – DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.

129. Statistical Review of World Energy 2025 // Energy Institute [Электронный ресурс]. URL: energyinst.org/statistical-review (дата обращения 19.05.2026).

Физический уровень

Gen 1

0,4 kV

Автономный ЭТК

6 kV

T1

T2

T3

Tn

Нагрузка

0,4 kV

Генерация ЭЭ

- Технологический процесс производства
- Погодные условия / внешние условия, влияющие на техпроцесс
- Графики технического обслуживания и ремонта

Центр обработки данных

Управление нагрузкой

Блок мониторинга классов нагрузок

Time stamp	Data	...
2026-01-01 23/10/59	72,23	...
...	...	...

База данных электротехнических / технологических и параметров внешней среды

Блок прогноза временных рядов

Результат: данные на сутки вперёд с дискретностью 1 минута

Расчёт параметров DSM методом CC-PSO

- Разбивка настроечных параметров по группам
- Задание параметров DSM на основе итерации CC-PSO
- Реализация алгоритмов управления нагрузкой
- Получение сигналов DR и скорректированных графиков нагрузок
- Моделирование ЭТК
- Кол-во итераций достигло предела?

Сигналы на перенос нагрузки

Блок моделирования ЭТК

Блок сингулярного разложения

Графики нагрузок
← OPEX за сутки

OPEX за сутки

Индекс гибкости DR FI

ОPEX > OPEX (t-1)
+
Среднесуточный DR FI > 0,5

ДА | 1

НЕТ
0

Нет необходимости в применении управления спросом

Рисунок А.1 – Архитектура системы DSM с учётом классификации нагрузок

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт внедрения результатов диссертации

ООО «Городской центр экспертиз – Энергетика»
192102, г. Санкт-Петербург, ул. Бухарестская, д. 6
Тел./Факс: +7 (812) 334-59-84, 334-59-85, 334-59-86
E-mail: energo-office@gce.ru

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «ГЦЭ – Энерго»

Павлюченков И.Ю./

04 2026 г.

М.П.

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертации

Сусликова Павла Константиновича

соискателя ученой степени кандидата технических наук по специальности

2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Комиссия в составе:

Председатель комиссии: генеральный директор ООО «ГЦЭ – Энерго» – Павлюченков И.Ю.

Члены комиссии: технический директор Тарасовский В.Г., руководитель отдела Прохоров А.И., секретарь Строгалева О.В. составили настоящий акт о том, что результаты кандидатской диссертации на тему «Управление спросом на электроэнергию автономных электротехнических комплексов путём идентификации паттернов и классификации нагрузок» рассмотрены на заседании рабочей комиссии ООО «ГЦЭ – Энерго» от «21» апреля 2026 г., протокол № 2601/КН, и использованы в экспертно-аналитической, расчётной и проектной деятельности ООО «ГЦЭ – Энерго» при выполнении работ, связанных с разработкой мероприятий по повышению энергетической эффективности, а также подготовкой рекомендаций по совершенствованию режимов электропотребления и повышению надёжности систем энергоснабжения.

Результаты внедрены в виде:

1. Методики определения количественного значения потенциала внедрения технологии управления спросом на электроэнергию;
2. Внутреннего рабочего материала «Анализ графиков электропотребления методами спектрального сингулярного анализа и оценка потенциала DSM на промышленных объектах»

По результатам совместных разработок получено 0 патентов.

Использование указанных результатов позволяет повысить качество экспертного анализа графиков электропотребления промышленных предприятий, формализовать процедуру выявления участков и электроприёмников, обладающих потенциалом для применения мероприятий по управлению спросом, а также расширить инструментарий организации при выполнении работ в области энергоаудита и экспертной оценки систем энергоснабжения промышленных предприятий.

Председатель комиссии:

Генеральный директор ООО «ГЦЭ – Энерго»

Павлюченков И.Ю.

Члены комиссии:

Технический директор

Руководитель отдела

Секретарь

Тарасовский В.Г.

Прохоров А.И.

Строгалева О.В.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025662691

**Программа для выявления периодических паттернов во
временных рядах потребления электроэнергии**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II» (RU)*

Авторы: *Жуковский Юрий Леонидович (RU), Сусликов Павел
Константинович (RU)*

Заявка № 2025661470

Дата поступления 12 мая 2025 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 22 мая 2025 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов