

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

На правах рукописи



ПЕХОТА ДМИТРИЙ АНДРЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА АДАПТИВНОГО ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА
АВТОМАТИЧЕСКОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ В ЛОКАЛЬНЫХ
СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Специальность 2.4.3 – «Электроэнергетика»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент,
Глазырин Владимир Евлампиевич

Новосибирск – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ НАГРУЗКОЙ В ЛОКАЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	11
1.1 Понятие локальной интеллектуальной системы электроснабжения: структура, состав и особенности функционирования	11
1.2 Режимы функционирования активных энергетических комплексов	20
1.3 Проблемы устойчивости и баланса мощности в условиях изменения генерации и нагрузки.....	23
1.4 Существующие системы автоматического отключения нагрузки: принципы действия, достоинства и недостатки.....	27
1.5 Обзор отечественного и зарубежного опыта применения систем автоматического отключения нагрузки	33
1.6 Постановка задач исследования по совершенствованию системы автоматики отключения нагрузки	38
Выводы по главе 1	40
ГЛАВА 2 ФОРМИРОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМЕ АВТОМАТИКИ ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ И МЕТОДОЛОГИЯ ЕЁ ИССЛЕДОВАНИЯ	42
2.1 Функциональные задачи системы автоматического отключения нагрузки в составе активного энергетического комплекса.....	42
2.2 Классификация и систематизация требований к системе автоматического отключения нагрузки.....	50
2.3 Выбор сценариев моделирования при постановке задачи оценки эффективности системы автоматического отключения нагрузки	56
2.4 Критерии оценки качества функционирования системы автоматического отключения нагрузки.....	61
2.5 Математическая модель активного энергетического комплекса и средства оценки работы системы автоматического отключения нагрузки.....	69
Выводы по главе 2	74
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ И ЕЁ АЛГОРИТМА НА ОСНОВЕ АДАПТИВНОГО ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА	77
3.1 Архитектура системы автоматики отключения нагрузки	77
3.2 Обоснование целесообразности применения генетического алгоритма в задачах управления нагрузкой	87

3.3 Программные компоненты системы автоматического отключения нагрузки	94
3.4 Предлагаемый метод применения метагенетического алгоритма при решении задачи выбора состава отключаемой нагрузки.....	110
Выводы по главе 3	120
ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМА ВЫБОРА ОБЪЕМА И СОСТАВА ОТКЛЮЧАЕМОЙ НАГРУЗКИ, ОСНОВАННОГО НА ИМИТАЦИОННОМ МОДЕЛИРОВАНИИ	122
4.1 Организация имитационного эксперимента, его ограничения и недостатки.....	122
4.2 Реализация алгоритма формирования наборов управляемых энергопринимающих устройств.....	128
4.3 Выбор сценариев моделирования	132
4.4 Результаты моделирования по эвристически подобранным настройкам генетического алгоритма	138
4.5 Результаты работы метагенетического алгоритма.....	144
4.6 Анализ результатов моделирования работы генетического алгоритма при настройках, полученных от метагенетического алгоритма	153
Выводы по главе 4	167
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	170
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	172
ПРИЛОЖЕНИЕ «А» ОБОБЩЕННАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ.....	184
ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» ПРИМЕР РАБОТЫ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ЛИНИИ СВЯЗИ С ВНЕШНЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ ПРИ НАЛИЧИИ ПЕРЕТОКА	188
ПРИЛОЖЕНИЕ «В» ИЗМЕНЕНИЕ АКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕМЕНТОВ АКТИВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В ХОДЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ СЦЕНАРИЕВ В ГЛАВЕ 4	190
ПРИЛОЖЕНИЕ «Г» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ, СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММ ДЛЯ ЭВМ.....	199

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации.

Концепция локальных интеллектуальных систем электроснабжения (ЛИСЭ) представляет собой современный подход к организации и управлению локальными энергетическими системами, включающими как генерирующие, так и потребляющие установки, с использованием интеллектуальных технологий для мониторинга и оптимизации работы этих систем. Важной функцией ЛИСЭ является управление режимами работы сети с применением сложных алгоритмов, что направлено на повышение устойчивости и надежности электроснабжения. Одним из ключевых аспектов работы таких систем является функция автоматического отключения нагрузки, обеспечивающая бесперебойное электроснабжение наиболее ответственных потребителей сети в условиях перегрузок или возникновения нештатных ситуаций.

В настоящее время отсутствуют типовые алгоритмы, эффективно решающие задачу автоматического отключения нагрузки в подобных системах. Это обуславливает необходимость в разработке специализированных решений, направленных на рационализацию этого процесса с учётом специфических особенностей ЛИСЭ. Разработка системы автоматического отключения нагрузки (САОН) является особенно актуальной в связи с возрастанием требований к устойчивости и надежности систем электроснабжения.

Использование генетических алгоритмов (ГА) для решения задачи выбора объема и состава отключаемой нагрузки в ЛИСЭ является перспективным подходом. Такой алгоритм широко используется в различных областях, включая энергетические системы минигрид, что подтверждается множеством научных работ и исследований во всём мире, посвященных его применению для оптимизации параметров нагрузки и предотвращения перегрузок, но, к сожалению, в отечественной литературе работы, посвященные его применению в рассматриваемой области, отсутствуют.

Степень разработанности темы исследования.

Оптимизацией и решением задач в области электроэнергетики с использованием ГА большой вклад внесли следующие ученые: Манусов В. З., Крюков А.В., Исмагилов Ф.Р., Хайруллин И.Х., Павлюченко Д.А., Любченко В.Я., Хальясмаа А.И., Ерошенко С.А., Агеев В.А., Вавилов В.Е., Глазырин Г.В., Матрёнин П.В., Кубарьков Ю.П. и др.

Аналізу и реализации применения ГА в задачах отключения нагрузки в мировом научном сообществе были посвящены работы ряда зарубежных авторов: Chen C.-R., Melo M., Tsai W.-T., Yedrzejewski N., Chen H.-Y., Nyete A., Lee C.-Y., Lan H.-W., Rastegar H., Zdiri M. A., Alshammari A. S. и др.

В отечественной литературе описаны различные варианты использования автоматического отключения нагрузки в локальных энергосистемах и методы определения объема и состава отключаемой нагрузки, но примеры применения ГА для решения рассматриваемой задачи в отечественной научной литературе отсутствуют.

Объект исследования – локальные интеллектуальные системы электроснабжения.

Предмет исследования – эвристические методы реализации алгоритма выбора объема и состава автоматически отключаемой нагрузки в локальных интеллектуальных системах электроснабжения.

Цель работы – разработка эффективных алгоритмов для системы автоматического отключения нагрузки в локальных интеллектуальных системах электроснабжения, направленных на оптимизацию выбора объема и состава отключаемой нагрузки.

Для достижения сформулированной цели в диссертационной работе поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ существующих принципов построения систем автоматического отключения нагрузки как в локальных, так и в объединённых и региональных энергосистемах.

2. Формирование требований к разрабатываемой системе автоматического отключения нагрузки, критерий качества функционирования и средств оценки.

3. Разработка метода выбора объема и состава отключаемой нагрузки с использованием генетического алгоритма по критерию минимального экономического ущерба потребителей.

4. Разработка цифровой модели локальной интеллектуальной системы электроснабжения и испытание с её использованием работы системы автоматического отключения нагрузки с применением как генетического, так и метагенетического алгоритмов.

Методы исследования.

Разработанные научные положения основываются на применении теоретических и экспериментальных методов исследования в области противоаварийного управления электроэнергетических систем. Исследования проводились с использованием положений теоретических основ электротехники, теории построения электроэнергетических систем, теории автоматического управления, методов компьютерного моделирования, объектно-ориентированного программирования, а также экспериментов на цифровых моделях.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Повышение эффективности алгоритма выбора объема и состава отключаемой нагрузки в локальных интеллектуальных системах электроснабжения с применением автоматики отключения нагрузки возможно при уточнении совокупности параметров и операторов генетического алгоритма, применяемого в системах автоматического отключения нагрузки, что обусловлено критической зависимостью эффективности генетического алгоритма от совокупности используемых параметров и операторов.

2. Описанные принципы построения и логика функционирования позволяют реализовать эффективную систему автоматического отключения нагрузки с учетом применения различных эвристических алгоритмов в составе локальной интеллектуальной системы электроснабжения.

3. Использование метагенетического алгоритма для оптимизации совокупности параметров и операторов генетического алгоритма позволяет в локальной интеллектуальной системе электроснабжения находить оптимальную комбинацию для отключения нагрузки в 94 % случаях менее чем за 150 мс, а при наличии ошибки, она с вероятностью 0,96 не превышает 0,48 %.

Научная новизна работы.

1. Впервые разработан алгоритм оптимизации выбора объема и состава отключаемой нагрузки, основанный на нахождении значения оптимального объема и состава отключаемой нагрузки с использованием адаптивного алгоритма по критерию минимального экономического ущерба потребителей.

2. Разработан алгоритм проверки эффективности работы эвристических алгоритмов в задаче нахождения необходимого объема и состава отключаемой нагрузки по критерию минимального экономического ущерба потребителей, заключающийся в сравнительном анализе результатов функционирования алгоритмов на множестве сценариев моделирования.

3. Разработан универсальный алгоритм принятия решений в системе автоматического отключения нагрузки в зависимости от вида аварии и режима работы локальной интеллектуальной системы электроснабжения, основанный на анализе режимных параметров и выборе объема и состава отключаемой нагрузки с учетом ограничений по активной мощности.

Теоретическая значимость результатов работы.

1. Предложена целевая функция генетического алгоритма, которая позволяет снизить экономический ущерб от вынужденного отключения активной мощности.

2. Сформирован перечень критериев качества функционирования системы автоматического отключения нагрузки, использование которого позволяет оценивать эффективность работы эвристических алгоритмов определения объема и состава отключаемой нагрузки по избирательности, быстрдействию, вероятности нахождения оптимального решения и масштабируемости.

3. Определены основные закономерности изменения эффективности работы генетического алгоритма при изменении параметров и операторов.

4. Разработана стратегия использования метагенетического алгоритма для решения задачи оптимизации совокупности параметров и операторов генетического алгоритма.

Практическая значимость результатов работы.

1. Разработан метод реализации метагенетического алгоритма, осуществляющего оптимизацию совокупности используемых параметров и операторов генетического алгоритма, что позволяет повысить эффективность функционирования системы автоматического отключения нагрузки при возникновении аварии.

2. Разработан порядок проверки эффективности работы эвристических алгоритмов при решении задачи выбора объема и состава отключаемой нагрузки, которая может послужить основой для создания коммерческого программного обеспечения, что подтверждается актом внедрения.

3. На основе проведенных экспериментов доказано, что применение метагенетического алгоритма для оптимизации совокупности параметров и операторов генетического алгоритма позволяет обеспечить системе автоматического отключения нагрузки соответствие разработанным критериям качества функционирования.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Выносимые положения на защиту соответствуют следующим пунктам паспорта научной специальности 2.4.3 «Электроэнергетика»:

1. Пункту 9 – «Оптимизация структуры, параметров и схем электрических соединений электростанций, подстанций и электрических сетей энергосистем, мини- и микрогрид»;

2. Пункту 15 – «Разработка методов статической и динамической оптимизации для решения задач в электроэнергетике»;

3. Пункту 16 – «Разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике»;

4. Пункту 20 – «Разработка методов использования информационных и телекоммуникационных технологий и систем, искусственного интеллекта в электроэнергетике, включая проблемы разработки и применения информационно-измерительных, геоинформационных и управляющих систем для оперативного и ретроспективного мониторинга, анализа, прогнозирования и управления электропотреблением, режимами, надежностью, уровнем потерь энергии и качеством электроэнергии».

Достоверность результатов и выводов.

Достоверность полученных результатов и выводов обеспечена комплексом научно-методических и практических мер, а именно: строгим теоретическим обоснованием, опирающимся на фундаментальные положения теории электрических цепей и основ управления режимами электроэнергетических систем, корректной постановкой задачи оптимизации автоматического отключения нагрузки, аргументированным выбором ГА, проведением многократного цифрового моделирования, сопоставлением результатов работы САОН с аналитическими расчётами, статистической обработкой данных моделирования, оценкой погрешностей и анализом повторяемости результатов при многократных повторениях экспериментов работы САОН при различных начальных условиях, а также апробацией основных положений и результатов работы на научных конференциях, а также публикациями и рецензируемых изданиях, что подтверждает их признание научным сообществом.

Апробация работы.

Основные результаты работы представлялись, докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры электрических станций НГТУ, на V Всероссийской с международным участием молодёжной конференции «Бутаковские чтения» (г. Томск, 2025), на VIII Международной молодежной научно-практической конференции «ЭНЕРГОСТАРТ» (г. Кемерово, 2025), на XIX

Всероссийской научной конференции молодых ученых «НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ» (г. Новосибирск, 2025), на Международной научной-практической конференции «Устойчивая энергетика, современные энергетические технологии и проблемы энергетической безопасности» (онлайн-конференция, 2026).

Публикации.

По результатам исследования опубликовано 8 печатных работ, в том числе 3 научных статьи в рецензируемых журналах, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ, 3 публикаций в международных и российских изданиях, материалах международных и всероссийских конференций. Получено 2 свидетельства о регистрации программы для ЭВМ (Приложение «Г»).

Личный вклад соискателя.

В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка, программная реализация, тестирование алгоритмов выбора объема и состава отключаемой нагрузки генетическим алгоритмом и проверки эффективности работы эвристических алгоритмов, анализ и обобщение результатов.

Структура и объём работы.

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений, списка литературы, состоящего из 89 наименований, и 4 приложений. Общий объем 202 страницы и включает 45 рисунков и 10 таблиц.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ И ПРОБЛЕМ УПРАВЛЕНИЯ НАГРУЗКОЙ В ЛОКАЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Понятие локальной интеллектуальной системы электроснабжения: структура, состав и особенности функционирования

Современный этап развития энергетики характеризуется переходом от традиционных централизованных систем энергоснабжения к интеллектуальным и адаптивным энергетическим комплексам. Этот переход обусловлен совокупностью технологических, экономических и экологических факторов, среди которых особое место занимают цифровизация и рост доли распределенной генерации (РГ). В этом контексте концепция ЛИСЭ приобретает особую актуальность как перспективная часть модели будущей организации энергосистемы нового поколения.

В мире за последние десятилетия сформировался тренд как на увеличение потребления электроэнергии, так и на энергосбережение и повышение энергетической эффективности. Динамика изменения спроса на энергетические ресурсы, изменение структуры мирового энергетического баланса, высокие темпы роста установленной мощности электростанций, действующих на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ), – всё это является предпосылками к внедрению и массовому использованию РГ для повышения эффективности топливно-энергетических комплексов (ТЭК). Одним из направлений повышения энергетической эффективности и надежности функционирования энергосистем в условиях современного технологического развития является внедрение умных технологий контроля и управления («Smart Grid», «Smart Meter», IoT и прочее). На рисунке 1.1 представлена эволюция технологий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Концепция ЛИСЭ может рассматриваться как адаптация принципов «Smart Grid», дополненная элементами централизованного управления и акцентом на технологическую безопасность [1].

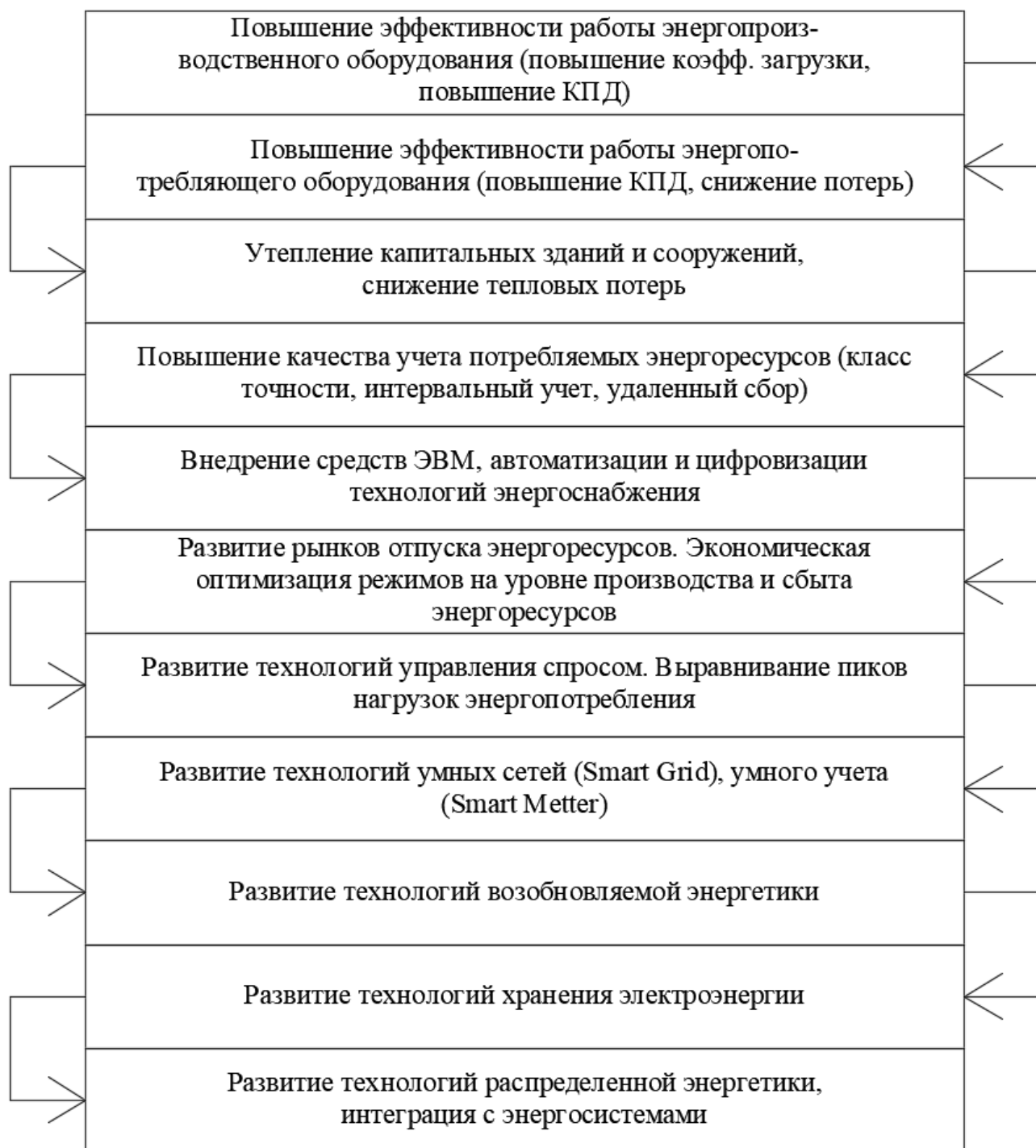


Рисунок 1.1 - Эволюция технологий повышения энергетической эффективности и энергосбережения

ЛИСЭ – это локализованная (территориально и электрически) интеллектуальная система электроснабжения, объединяющая источники и накопители энергии (НЭ), распределительную сеть, потребителей электрической энергии, а также интеллектуальные составляющие мониторинга, управления и защиты, позволяющие работать ЛИСЭ как совместно с внешней сетью в

параллельном режиме, так и при отключении линий связи с ЕЭС, то есть в автономном режиме. В российской практике близкие по смыслу объекты часто обозначаются как минигриды и активные энергетические комплексы (АЭК), в которых обеспечивается баланс генерации и потребления, а также и управление с использованием современных цифровых технологий.

Интеллектуальность ЛИСЭ обеспечивается не просто наличием автоматики, а степенью её интеграции в измерения (телеметрия, учёт, качество электроэнергии), в алгоритмы управления режимами (баланс мощности, частоты, напряжения, оптимизация затрат, прогнозирование), в системную и противоаварийную автоматику (ПА) (быстрое отделение, восстановление параллельной работы с ЕЭС, предотвращение развития аварий), в соответствии со стандартизированным обменом данными и киберзащите. Эта организация работы согласуется с нормативными определениями «интеллектуальной (активно-адаптивной) сети» как системы электроснабжения, использующей технологии обмена информацией и управления, распределённые вычислительные устройства, датчики и приводы для обеспечения объединения и согласования поведения и действий пользователей сети и других заинтересованных сторон, а также обеспечения экономической эффективности, устойчивости и надёжности электроснабжения [2].

Структурно ЛИСЭ целесообразно описывать как двухуровневую систему: силовой (первичный) уровень и информационно-управляющий (вторичный или цифровой) уровень. Такое разделение является методически корректным, поскольку интеллектуальность в нормативном поле относится именно к объединению информационного обмена и управления с физической инфраструктурой электроснабжения.

Силовой уровень ЛИСЭ включает распределённые энергетические ресурсы (РЭР) и инфраструктуру распределения электрической энергии. К составу РЭР относятся генерирующие установки (ГУ) различных типов: синхронные, асинхронные генераторы, а также источники и системы накопления энергии, подключаемые к сети посредством силовых электронных преобразователей. К

данной группе относятся, в частности, фотоэлектрические установки, ветроэнергетические установки отдельных типов, системы накопления электрической энергии и иные объекты РГ, подключаемые к электрической сети через инверторные преобразовательные устройства. Помимо распределённых источников энергии, силовой уровень включает элементы электрической сети и инфраструктуры электроснабжения: силовые преобразовательные устройства, распределительные устройства и коммутационные аппараты (КА), воздушные и кабельные линии электропередачи (ЛЭП), а также потребителей электрической энергии. В международных нормативно-технических документах, посвящённых подобным системам, наличие распределённых источников генерации и нагрузок на уровнях низкого и среднего напряжения рассматривается в качестве одного из ключевых классификационных признаков подобных энергетических структур [3].

Цифровой уровень включает в себя подсистемы измерения электрических параметров и оценки качества электрической энергии, средства релейной защиты и ПА; средства передачи данных и синхронизации времени, подсистемы оперативно-диспетчерского управления и контроля, систему управления режимами энергопотребления и оптимизации, архивирование событий и инструменты аналитической обработки данных. Требования к организации информационного взаимодействия и моделированию устройств в системах подстанционной автоматизации в Российской Федерации устанавливаются национальными и отраслевыми нормативно-техническими документами, регламентирующими архитектуру систем автоматизации подстанций и обмен технологической информацией [4, 5]. Требования к информационной безопасности автоматизированных систем управления технологическими процессами энергетических объектов определяются национальными стандартами в области защиты информации [6].

Архитектурная логика представленной схемы состоит в реализации замкнутого контура управления и защиты на основе измерительной информации. Цифровой уровень принимает данные телеметрии, осуществляет их обработку и расчёт управляющих воздействий, после чего формирует задания для

исполнительных устройств, а также передаёт команды на коммутацию и ограничение нагрузки, обеспечивая функциональную связь между измерениями, вычислительными алгоритмами и исполнительными элементами энергосистемы.

Частным случаем ЛИСЭ в российской практике является активный энергетический комплекс (АЭК). По своей архитектуре и функциональному назначению АЭК отражает основные признаки микрогрида — зарубежного аналога ЛИСЭ: наличие РЭР, возможное наличие систем накопления энергии, присутствие локальной нагрузки и координирующей системы управления, обеспечивающей работу как в составе ЕЭС, так и в автономном режиме. Тем самым АЭК может рассматриваться как форма реализации принципов ЛИСЭ, закреплённая отраслевыми стандартами.

В правовом сегменте закрепление нормативных положений, регулирующих функционирование АЭК, свидетельствует о признании на государственном уровне специфических режимных и организационных особенностей таких систем. Поэтому обозначенные в нормативной документации к АЭК требования к управляемости, регулированию баланса мощности, возможности перехода из параллельного в автономный режим и взаимодействию с внешней сетью объективно формируют методическую основу для дальнейшей разработки требований к ЛИСЭ. Поскольку АЭК представляет собой регламентированный частный случай ЛИСЭ, правовые и технические решения, апробированные в отношении АЭК, закономерно должны учитываться при формировании расширенной нормативной базы и архитектурных требований применительно к ЛИСЭ.

При дальнейшем выполнении работы целесообразно сосредоточить основное внимание именно на АЭК, поскольку для них имеется нормативное закрепление и описанная модель функционирования. Рассмотрение АЭК позволяет оперировать конкретной правовой и технической базой, что обеспечивает методическую определённости исследования и даёт возможность обоснованно применять полученные выводы на более широкое понятие ЛИСЭ.

Под объектами АЭК понимаются функционирующие в составе Единой энергетической системы России объекты по производству электрической энергии (электростанции) и энергопринимающие устройства промышленных предприятий, административно-деловых и торговых центров, в отношении которых выполняются следующие условия:

1. АЭК имеет только одну точку присоединения через один из его объектов к электрическим сетям ЕЭС (рисунок 1.2);
2. все объекты АЭК имеют между собой электрические связи через объекты электросетевого хозяйства, не принадлежащие сетевой организации;
3. регулирование производства и потребления электрической энергии (мощности) объектами АЭК осуществляется с применением совокупности функционально объединенных устройств, компонентов и программного обеспечения, предназначенных для поддержания параметров обмена с внешней сетью в пределах величины разрешенной мощности АЭК, величины разрешенной мощности объектов АЭК, а также для балансирования процессов производства и потребления электрической энергии, в том числе дистанционного ограничения режима потребления электрической энергии (далее - управляемое интеллектуальное соединение (УИС) АЭК) [7].

Под субъектами АЭК понимаются лица, владеющие на правах собственности или ином законном основании объектом по производству электрической энергии (электростанцией), который может функционировать совместно с Единой электроэнергетической системой России. Установленная генерирующая мощность АЭК должна составлять не более 25 МВт и в отношении него на оптовом рынке электрической энергии и мощности не зарегистрированы группы точек поставки, или потребители электрической энергии, владеющие технологически присоединенными (в том числе опосредованно) к энергетическим установкам такого объекта по производству электрической энергии энергопринимающими устройствами промышленных предприятий, административно-деловых центров и торговых центров (комплексов),

регулирование процессов производства и потребления электрической энергии (мощности) которых осуществляется с применением УИС АЭК.



Рисунок 1.2 - Структура активного энергетического комплекса

УИС является программно-аппаратным комплексом, позволяющим управлять производством и потреблением электрической энергии в рамках АЭК, устранением локальных перегрузок оборудования и повышением надёжности электроснабжения в целом за счёт повышения выживаемости самой системы электроснабжения. УИС необходимо, в первую очередь, для регулирования перетока мощности между ЕЭС России и АЭК и не должен допускать превышения этого перетока над величиной заявленной разрешенной обменной мощности АЭК. Требования к УИС и перечень его функций приведены в [8].

Ключевое понятие во взаимоотношениях АЭК с местной сетевой организацией и ЕЭС России в целом — разрешенная мощность, которая определяется как для каждого объекта в АЭК, так и для всего АЭК как такового.

Разрешенная мощность объекта в АЭК — это предельная мощность одномоментного потребления энергопринимающими устройствами (нагрузками) объекта, в пределах которой сетевая организация берет на себя обязательства обеспечить подачу электроэнергии.

Разрешенная мощность АЭК — это максимальная суммарная мощность, в пределах которой все участники АЭК вправе использовать ресурсы сетевой организации, определяемая как сумма предельных мощностей объектов АЭК.

В число обязательных функций УИС входят 37 пунктов, среди которых следует особо выделить следующие.

1. Поддержание параметров перетока мощности из ЕЭС России в сторону АЭК в пределах согласованной разрешенной мощности.

2. Поддержание параметров потребления мощности каждым объектом АЭК в пределах его разрешенной мощности.

3. Поддержание баланса производства и потребления энергии в АЭК.

4. Дистанционное ограничение режима потребления электроэнергии АЭК.

5. Автоматическое отключение нагрузки в автономном режиме работы АЭК.

Разработка концепции логики работы подсистем УИС в настоящий момент является приоритетной задачей для многих научных коллективов. Обобщенно алгоритм работы УИС показан на рисунке 1.3. Он рассматривает направление перетока активной мощности между АЭК и ЕЭС, его величину и значение частоты в АЭК. Исходя из совокупности рассматриваемых параметров данная подсистема УИС принимает решение о переходе в автономный режим, о сохранении нормального режима работы или селективном отключении части нагрузки как в автономном, так и изолированном режимах работы для повышения устойчивости и надежности электроснабжения потребителей в составе АЭК вне зависимости от режима работы АЭК.

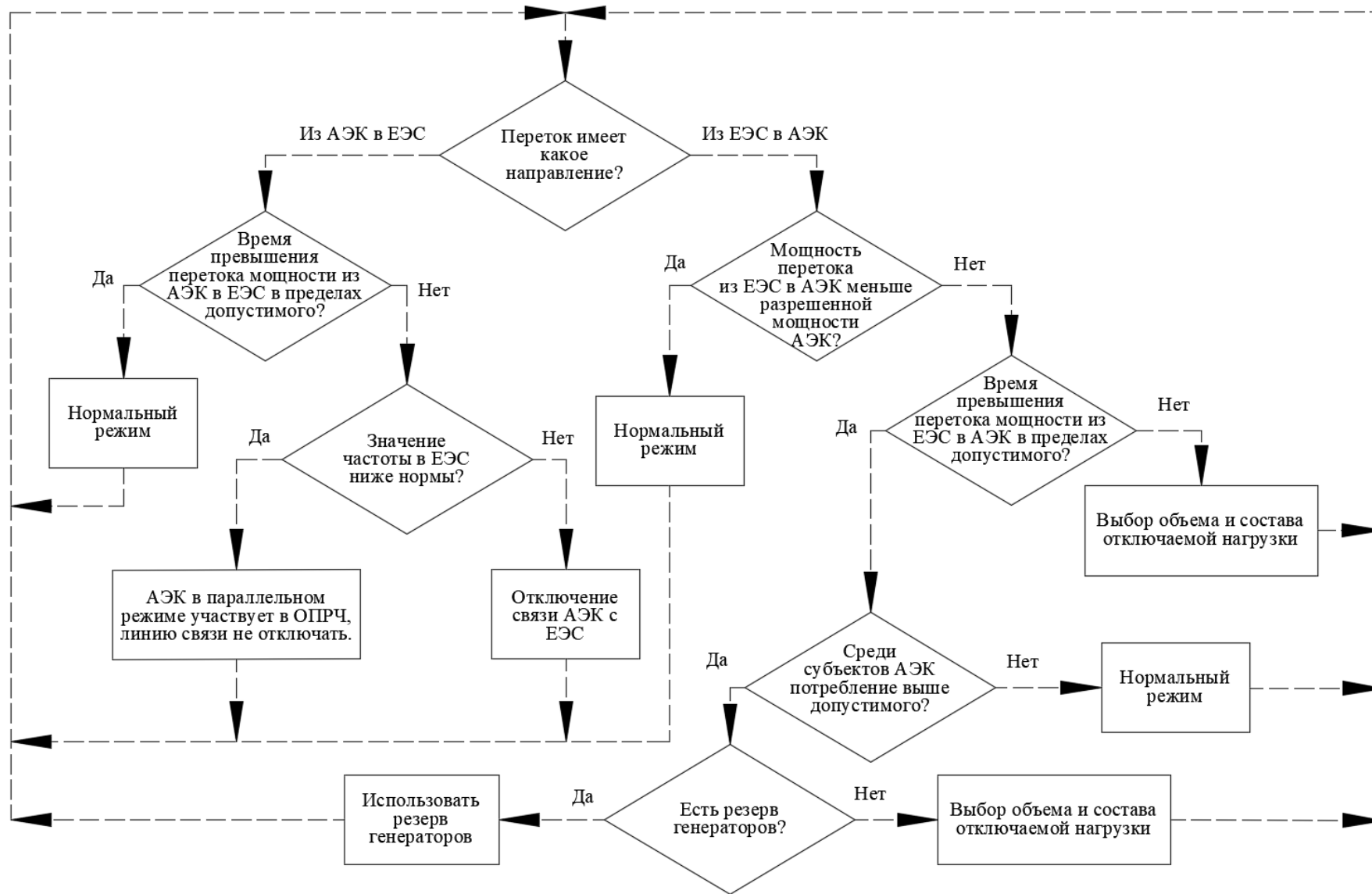


Рисунок 1.3 - Обобщённый алгоритм работы УИС

1.2 Режимы функционирования активных энергетических комплексов

Режимы функционирования АЭК классифицируются по характеру его взаимодействия с внешней энергосистемой — с ЕЭС России. Основными типами режимов являются работа в параллельном режиме с сетью и в автономном режиме работы.

Работа АЭК в параллельном режиме с сетью означает наличие точки подключения к внешней энергосистеме. Однако АЭК не является полноценным участником рынка мощности и электроэнергии страны, а ограничивается технической и юридическими возможностями потребления энергии из ЕЭС в пределах заранее согласованной и жёстко лимитированной величины — разрешенной мощности. Согласно действующим техническим условиям, в нормальном режиме работы АЭК не должен выдавать активную мощность в сеть: поток энергии должен быть направлен только в сторону АЭК, и его объём не должен превышать установленный лимит [7].

Такой режим следует рассматривать как частичную зависимость от внешнего источника при сохранении внутренней энергетической автономности. В периоды дефицита локальной генерации разрешённый переток позволяет покрыть часть нагрузки, снизить износ резервных источников и избежать отключений. Однако при этом возможности по компенсации внутренних небалансов крайне ограничены: ограничено потребление, а экспорт избыточной мощности невозможен. Это требует от УИС точной координации и строгого соблюдения согласованных лимитов по перетоку мощности. Линия связи с ЕЭС зачастую играет вспомогательную роль, обеспечивая резерв, но не способствует полноценному участию АЭК в общесистемных процессах регулирования.

В техническом плане реализация параллельного режима требует поддержания напряжения и обмена активной мощностью на границе между АЭК и внешней электрической сетью. При достижении предельного значения мощности, потребляемой от сети, УИС в составе АЭК должен инициировать ограничение потребления мощности наименее приоритетных потребителей, то

есть снизить потребление отдельных энергопринимающих объектов АЭК. То есть параллельная работа не освобождает АЭК от необходимости поддержания режимных параметров в пределах требований качества электроэнергии.

Несмотря на потенциальные преимущества параллельного режима, в подавляющем большинстве случаев работа АЭК сопровождается жёсткими ограничениями по величине перетока мощности через границу присоединения к ЕЭС России.

Разрешенный переток мощности по линии связи АЭК обычно составляет лишь часть от суммарной располагаемой мощности ГУ. Это связано как с необходимостью предотвращения неблагоприятного влияния на сеть в случае неустойчивости генерации внутри АЭК, так и с защитой внешней системы от отрицательных воздействий при авариях или нарушениях в локальной инфраструктуре. Таким образом, линия связи с ЕЭС зачастую играет вспомогательную роль, обеспечивая резерв, но не способствуя полноценному участию АЭК в общесистемных балансирующих процессах.

Ограничения по перетоку могут быть как постоянными, зафиксированными в технических условиях, так и переменными, регулируемые на основе оперативной информации от систем диспетчерского управления. В последнем случае возможно введение дополнительных ограничений при повышенной аварийной готовности в ЕЭС, при перегрузке региональных сетей или в периоды максимальной нагрузки.

С практической точки зрения, ограниченность мощности перетока через связь между АЭК и ЕЭС означает, что АЭК должен быть способным функционировать автономно, даже при наличии физической связи с внешней сетью. Это требует обеспечения устойчивости режимов внутри комплекса, в том числе посредством применения систем активного управления ГУ, НЭ и нагрузкой.

В случае возникновения нештатной ситуации (авария на линии связи, превышение разрешенной мощности АЭК, наличие перетока активной мощности во внешнюю электроэнергетическую систему, отклонение режимных параметров

внутри АЭК) через выдержку времени возможен автоматический перевод АЭК в автономный режим работы. Автономный режим характеризуется полной самостоятельностью АЭК, при котором отсутствует обмен с внешней ЭЭС. В этом режиме ответственность за поддержание баланса мощности, частоты и напряжения ложится исключительно на внутренние ресурсы АЭК — генераторы, НЭ и системы управления нагрузкой.

Автономный режим является наиболее сложным с точки зрения обеспечения устойчивого и качественного управления, но при этом — обязательным для реализации в АЭК, имеющем ограниченную или нестабильную возможность обмена с внешней сетью. Возможность автономной работы необходима как для плановых, так и для аварийных режимов, позволяя обеспечивать бесперебойное энергоснабжение при недоступности внешних источников.

К числу причин, вызывающих необходимость перехода в автономный режим, относятся: аварийные отключения линии связи с ЭЭС, плановые ремонты оборудования, нестабильные параметры внешней сети, а также внутренняя стратегия обеспечения максимальной энергонезависимости. Последний фактор особенно актуален для удалённых объектов — горнодобывающих предприятий, изолированных посёлков, военных и стратегических объектов, для которых надёжность внутреннего энергоснабжения критична.

Реализация автономной работы требует использования комплекса технических и программных решений. Во-первых, необходимо наличие достаточной мощности ГУ в составе АЭК. Во-вторых, должно быть предусмотрено достаточное число НЭ, обеспечивающее кратковременные регулирование и поддержание частоты в переходных режимах. В-третьих, необходимо внедрение автоматизированных систем управления, которые в условиях отсутствия связи с ЭЭС России обеспечивают скоординированную работу всех элементов АЭК.

Следует отметить, что приоритетной задачей в автономном режиме является поддержание баланса активной и реактивной мощностей. Любое

нарушение баланса приводит к немедленным изменениям режимных параметров, а в некоторых тяжёлых случаях — к аварийному отключению ГУ и нагрузок. Следовательно, системы управления АЭК в автономном режиме должны работать в режиме определенной координации, включая приоритетное отключение не критичной нагрузки, запуск резервных источников, а также перераспределение потоков мощности между элементами распределительной сети. При этом астатическое регулирование частоты АЭК в изолированном режиме работы также является задачей УИС в составе АЭК.

Автономный режим — это не аварийная мера, а штатная возможность, без которой полноценное функционирование АЭК невозможно. Его реализация требует продуманной архитектуры, устойчивых ГУ, накопителей и интеллектуальной системы управления, способной обеспечить стабильность, безопасность и эффективность при полной автономности.

Выбор режима работы и способ управления им в АЭК определяется как технической архитектурой комплекса, так и внешними условиями, включая состояние связи с ЕЭС, надёжность ЛЭП и текущее распределение нагрузок и генерации в АЭК.

1.3 Проблемы устойчивости и баланса мощности в условиях изменения генерации и нагрузки

Функционирование АЭК в современных условиях сопряжено с рядом системных проблем, связанных с обеспечением устойчивости энергоснабжения и поддержанием энергетического баланса. Эти задачи приобретают особую актуальность из-за постоянно изменяющихся мощностей нагрузки, нестационарных режимов потребления, наличия доли нерегулируемой генерации (солнечных электростанций (СЭС) и/или ветровых электростанций (ВЭС)), а также ограниченной возможности взаимодействия с внешней сетью. Сохранение устойчивого режима в таких условиях требует от систем управления АЭК гибкости, способности прогнозирования и высокой скорости отклика. При этом

традиционные методы регулирования, разработанные для централизованных энергосистем, оказываются недостаточными или вовсе неприменимыми.

Баланс мощности — фундаментальное условие устойчивой работы любой электроэнергетической системы, в том числе АЭК. Его суть заключается в равенстве между суммарными мгновенной генерируемой и потребляемой мощностями, с учётом потерь на преобразование, транспортировку и хранение при номинальном значении частоты в системе. В централизованных энергосистемах задача поддержания баланса, как правило, решается за счёт привлечения резервов генерации, перераспределения нагрузки, участия ГУ в мероприятиях регулирования частоты и привлечения мощностей, получаемых по межсистемным связям. Однако в АЭК возможности по таким компенсирующим действиям ограничены рядом причин.

Во-первых, мощность перетока в зависимости от направления перетока по линии связи АЭК с ЕЭС России ограничена и в большинстве случаев может использоваться лишь для частичной компенсации дефицита, но не для полноценного его участия в регулировании. Во-вторых, внутренняя архитектура АЭК, как правило, не содержит значительных избыточных резервов генерируемой мощности: технические и экономические ограничения вынуждают минимизировать объём резервных мощностей. В-третьих, в структуре АЭК могут присутствовать источники с неуправляемой переменной мощностью — прежде всего, фотоэлектрические станции и ветрогенераторы. Их выработка не может быть изменена по команде оператора и определяется внешними природными условиями.

Таким образом, обеспечение баланса мощности в АЭК ложится на систему локального управления - УИС, которая должна координировать работу источников, накопителей и потребителей в условиях высокой изменчивости режимов работы и ограниченности ресурсов.

Первым по значимости фактором нарушения баланса мощности являются непредсказуемые динамические изменения нагрузки. В АЭК, ориентированных на промышленные или коммерческие предприятия, характерны чётко выраженные

пики потребления, связанные с запуском оборудования, графиком работы предприятий, изменением погодных условий. При этом реакция нагрузки на команды ограничений, как правило, запаздывает, а иногда и невозможна без нанесения ущерба для технологических процессов.

Вторым фактором нарушения баланса мощности в АЭК являются быстрые и неконтролируемые изменения генерируемой мощности используемых ВИЭ. На солнечных электростанциях быстрые изменения облачности могут вызывать резкие изменения выработки, происходящие за несколько секунд. Ветроэнергетика также подвержена быстрым и значительным изменениям выработки мощности, обусловленным изменениями ветрового потока. Эти изменения возникают независимо от режима работы нагрузки и являются трудно прогнозируемыми и компенсируемыми, особенно из-за инерционности генерирующих источников и ограниченности резервов внутри АЭК, работающей в автономном режиме.

Третьим фактором, влияющим на дисбаланс, является ограниченная ёмкость НЭ. Несмотря на их возможность быстро реагировать на изменения баланса, они обладают ограниченным запасом энергии, а при достижении порогов заряда/разряда теряют возможность компенсировать колебания. Это особенно критично в автономных режимах, в которых внешняя поддержка со стороны ЕЭС недоступна.

Устойчивостью работы АЭК как автономной энергосистемы является способность удерживать параметры режима в пределах допустимого при воздействии возмущений различного характера. С учётом особенностей состава и режимов работы АЭК, представляется уместным рассматривать две основные разновидности устойчивости: статическую и динамическую.

Статическая устойчивость АЭК определяется как способность системы возвращаться к исходному режиму или близкому к нему режиму с удержанием в допустимых пределах основных режимных параметров (частоты, напряжения) при воздействии малых и медленно изменяющихся возмущений. К таким возмущениям, в частности, относятся постепенное увеличение мощности

нагрузки, прогнозируемые колебания генерации от ВИЭ, изменения состояния НЭ и переключения нагрузок в рамках разрешённых алгоритмов. При этом статическая устойчивость в АЭК проявляется как способность системы к восстановлению равновесного состояния без срабатывания защит и нарушения функционирования потребителей, для которых отклонения параметров режима оказываются критичными для их работоспособности.

Сложность обеспечения статической устойчивости в АЭК обусловлена, прежде всего, наличием неопределённости значения генерируемой мощности ВИЭ при её использовании. В системах с преобладанием солнечной и ветровой энергетики, а также при наличии жёстких ограничений на получение мощности от ЕЭС России, нагрузка и генерируемая мощность редко совпадают с графиком нагрузки, что требует точной настройки автоматики УИС. Хотя при наличии генерации на базе газопоршневых установок (ГПУ) в составе АЭК и наличии возможности получения мощности из внешней энергосистемы в рамках разрешенной мощности, система управления АЭК должна обеспечивать устойчивость электроснабжения в любом режиме его работы.

Динамическая устойчивость АЭК характеризует его способность сохранять управляемость и самостоятельно возвращаться к допустимым параметрам режима после больших возмущений. К числу таких возмущений относятся мгновенное снижение генерируемой мощности, включение крупной нагрузки, аварийное отключение линии связи с ЕЭС или внутренней связи АЭК. При таких возмущениях система может перейти в режим, сопровождающийся быстрыми изменениями частоты и напряжения, реакцией НЭ, перераспределением нагрузки и срабатыванием защит.

Обеспечение динамической устойчивости особенно важно для АЭК, функционирующих в автономном режиме, в котором отсутствует возможность быстрого привлечения резерва внешней энергосистемы. Необходимо, чтобы реакция на динамическое возмущение реализовывалась в течение нескольких секунд, а зачастую и долей секунды [11]. Наиболее чувствительным параметром в таких случаях является частота: при значительном дефиците активной мощности

её снижение приводит к снижению скорости вращения и двигательной нагрузки, что может приводить к дальнейшему развитию аварии. Аналогично, при избытке генерируемой мощности в АЭК возможен рост частоты выше допустимых значений, что также может привести к нарушению устойчивой работы потребителей. Поэтому в АЭК уделяется внимание участию ГУ в первичном регулировании частоты, основанных на быстродействующих системах мониторинга состояния сети, имеющих доступ к необходимым параметрам в режиме реального времени. Такие системы зачастую подобны глобальным системам по принципу действия.

1.4 Существующие системы автоматического отключения нагрузки: принципы действия, достоинства и недостатки

В условиях функционирования современной ЭЭС обеспечение её устойчивости, надёжности и живучести в аварийных режимах является одной из приоритетных задач. Для предотвращения развития аварий, ограничения их последствий и сохранения баланса между выработкой и потреблением электроэнергии применяются следующие виды ПА:

- автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);
- автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ);
- автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ);
- автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН);
- автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

Задание на изменение режима работы объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, реализуемое по команде ПА называется управляющим воздействием (УВ) в документе [12] описаны следующие виды УВ:

- кратковременная разгрузка турбин энергоблоков (КРТ);

- длительная разгрузка турбин энергоблоков (ДРТ);
- отключение генераторов (ОГ);
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии (ОН);
- деление энергосистемы на несинхронно работающие части (ДС);
- автоматическая загрузка генераторов (АЗГ);
- электрическое торможение генераторов (ЭТ);
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети (вставок и передач постоянного тока, установок поперечной и продольной компенсации).

В структуре ЕЭС России ОН используется для реализации УВ нескольких видов ПА. Согласно стандарту [13] СО ЕЭС, ОН реализует УВ следующих систем:

1. Автоматика разгрузки при отключении питающей ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования (АРО СГО), которая предназначена для предотвращения нарушения статической устойчивости при отключении ЛЭП, трансформаторного оборудования, генерирующего оборудования, систем (секций) шин (СШ). Это одна из ключевых систем, использующих ОН как основное УВ в дефицитной части энергосистемы.

2. Автоматика разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ), применяемая для ликвидации перегрузок в контролируемых сечениях по активной мощности. ОН в данном случае выступает как средство предотвращения термической перегрузки оборудования и нарушения устойчивости.

3. АОСЧ, являющаяся наиболее известным и широко применяемым видом автоматики, использующим ОН. АОСЧ срабатывает при снижении частоты в энергосистеме и отключает ступенями часть нагрузок для восстановления баланса мощности. АОСЧ является основным средством снижения дефицита активной мощности и сохранения устойчивости электроснабжения в АЭК.

4. Дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР) применяется в тех случаях, когда снижение частоты может происходить с большой скоростью. ДАР

обеспечивает упреждающее ОН, предотвращая глубокое снижение частоты и ускоряя восстановление нормального режима работы.

5. АОСН, предназначенная для предотвращения недопустимого по величине и длительности снижения напряжения по условиям устойчивости работы генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии. В качестве УВ для АОСН применяется изменение режима работы или эксплуатационного состояния средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) или ОН.

6. АОПО, предназначенная для предотвращения токовой перегрузки недопустимой по времени и длительности для основного электросетевого оборудования и ЛЭП. Этот вид автоматики использует ОН как в качестве промежуточных ступеней для разгрузки оборудования, так и в качестве УВ для сохранения устойчивости электроснабжения в дефицитной части энергосистемы, если её работа вызывает отключение в контролируемом сечении, расположенном между связываемыми энергосистемами.

Таким образом, ОН фигурирует в качестве УВ практически во всех ключевых системах ПА, действующих в рамках ЕЭС РФ. Независимо от типа автоматики ОН остаётся одним из самых надёжных и быстродействующих способов воздействия на режим энергосистемы.

Большинство систем ПА, используемых в крупных энергосистемах, можно адаптировать для АЭК, однако потребуется значительная доработка с учётом:

- Использования малых источников энергии и накопителей в качестве основной формы генерации и накопления энергии в АЭК;
- Необходимости согласования алгоритмов с интеллектуальными системами управления, обеспечивающими управление режимами в автономных системах;
- Адаптации алгоритмов для работы в различных режимах АЭК.

Для эффективного применения этих видов ПА в составе АЭК необходимо принимать во внимание особенности и требования автономных систем

электроснабжения, а также некоторые технологические ограничения, связанные с их масштабом и степенью автономности.

ОН представляет собой одно из наиболее часто используемых УВ ПА, применяемых для обеспечения устойчивости работы ЭЭС. Хотя эта мера и является нежелательной, так как приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей, её использование является вынужденным для предотвращения развития системных аварий.

Необходимость использования ОН продиктована двумя ключевыми причинами. При значительном дисбалансе мощностей между связанными энергосистемами одного лишь отключения генерации (ОГ) в избыточной части ЭЭС зачастую недостаточно. Кроме того, попытка ограничить передаваемую мощность исключительно за счёт снижения генерации способна нарушить устойчивость синхронной работы параллельно функционирующих энергосистем. В подобных ситуациях комбинированное применение ОГ и ОН становится практически безальтернативным способом поддержания устойчивого режима ЭЭС.

Являясь исполнительной частью ряда видов ПА, ОН как вид УВ может использоваться для решения различных задач. Например, в составе АОСЧ ОН применяется для предотвращения недопустимого по длительности снижения частоты в послеаварийных режимах. В составе подсистемы АОСН это воздействие направлено на предотвращение кратковременного или длительного понижения напряжения в узлах с концентрированной нагрузкой. При срабатывании систем АПНУ или АОПО ОН используется для предотвращения перегрузок сечений ЭЭС и термических перегрузок оборудования соответственно. В составе подсистем АПНУ и АОПО ОН может выполняться как самостоятельно, так и в сочетании с РТ и ОГ в отправной части ЭЭС.

Существует два основных подхода к реализации ОН: централизованное и децентрализованное. В подсистемах АОСЧ и АОСН чаще всего применяется децентрализованное ОН. В подсистемах АПНУ и АОПО применяется

централизованное ОН, характеризующееся более высокой сложностью реализации.

Одним из наиболее значимых аспектов, которые необходимо учитывать при применении ОН, является его влияние на экономические показатели ЭЭС и потребителей. Действие ОН может вызывать нарушения технологических процессов, простой оборудования, приостановку трудовой деятельности персонала. При применении централизованного ОН экономический ущерб может возрасти из-за удалённости выключателей, на которые выдаются УВ, от нагрузок может приводить к одновременному отключению как менее ответственных, так и более важных потребителей. Кроме того, распределенность нагрузок затрудняет получение актуальной информации о текущих значениях потребляемой мощности, что часто приводит к избыточному отключению мощности и, как следствие, увеличению экономического ущерба.

Децентрализованный подход, напротив, позволяет минимизировать ущерб за счет более точечного воздействия на рассредоточенные и менее крупные нагрузки. Однако даже первые очереди децентрализованного ОН обычно приводят к ущербу, превышающему минимально возможный уровень [14].

В АЭК, связанных с ЭЭС, применение системы автоматики отключения нагрузки (САОН) имеет ряд особенностей. Поскольку АЭК часто подключаются к ЭЭС через линии с ограниченной пропускной способностью, и, кроме того, на обмен электроэнергией между АЭК и ЭЭС накладываются жёсткие ограничения, роль САОН в них заключается прежде всего в предотвращении дефицита мощности и сохранении устойчивости энергоснабжения потребителей автономной части комплекса. При резком уменьшения генерируемой мощности (затенение солнечных панелей для СЭС, снижение скорости ветра для ВЭС, выхода из строя ГУ и др.) ЭЭС не всегда может компенсировать дефицит из-за ограничений по перетоку в сечении. В описанных условиях функцией САОН в составе АЭК является управление нагрузкой с целью поддержания частоты и напряжения в нормируемых пределах при одновременном соблюдении ограничений по перетоку мощности по линии связи.

Построение САОН в виде подсистемы УИС продиктовано необходимостью оперативного учёта текущего режима потребителей — их мощностей и очередности отключения. Это связано с тем, что в АЭК отключение даже небольшой части может иметь критические последствия при неверной настройке средств автоматического регулирования ГУ, что приводит к повышенным требованиям к точности выбора отключаемых присоединений и согласованности действий с другими подсистемами УИС.

Перенос систем отключения нагрузки из ЕЭС России на условия и масштаб ЛИСЭ возможен, но следует учесть способ построения очередности отключения нагрузки, заключающийся в заранее собранном списке на отключение потребителей. Такие списки пересматриваются лишь с определённой периодичностью и не учитывают потребления в текущий момент времени, которое в ЛИСЭ может существенно изменяться в течение суток. Кроме того, классические системы не учитывают большую мобильность накопителей и манёвренности источников генерации, что может приводить к избыточным отключениям. По этим причинам требуется совершенствование САОН с включением функций автоматической перестройки групп нагрузки и динамического перераспределения отключаемых мощностей в режиме реального времени.

Важным направлением развития САОН в ЕЭС России является переход к интеллектуальным системам управления ОН. Такие системы, интегрированные с цифровыми подстанциями и автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ), позволяют формировать команды отключения с учётом текущих измерений, получаемых в реальном времени, а не только по фиксированным уставкам. В перспективе это может дать возможность интеграции ЛИСЭ в общесистемную логику противоаварийных мероприятий ЕЭС, сохраняя при этом локальную автономность.

САОН в ЕЭС России представляет собой отлаженную систему, обеспечивающую защиту от опасных режимов как в централизованных, так и в распределённых энергосистемах, содержащих ЛИСЭ. Для ЛИСЭ их адаптация к

работе с участием САОН требует учёта специфики учёта разрешённых значений обмена мощностью и необходимости селективного отключения нагрузок. Дальнейшее развитие таких систем связано с внедрением интеллектуальных алгоритмов, обеспечивающих баланс между скоростью реагирования, минимизацией ущерба и сохранением устойчивого электроснабжения как в ЛИСЭ, так и внешней энергосистемы.

1.5 Обзор отечественного и зарубежного опыта применения систем автоматического отключения нагрузки

Системы автоматического отключения нагрузки рассматриваются в отечественной и зарубежной практике как важнейшее УВ ПА, обеспечивающее предотвращение развития аварий при дефиците активной мощности и угрозе снижения частоты или напряжения. Эти системы внедряются как на уровне крупных энергосистем, так и на локальных объектах, включая автономные сети и распределённые комплексы.

САОН являются ключевым исполнительным элементом ПА и используются для реализации УВ ряда систем ПА. В отечественной практике их применение регламентировано совокупностью нормативных документов, задающих унифицированные принципы проектирования, настройки и эксплуатации, — от общесистемных правил технической эксплуатации до специализированных стандартов на устройства автоматического частотного регулирования. Документы устанавливают, что разгрузка должна выполняться по заранее сформированным перечням электроприёмников без учёта категорий надёжности, а алгоритм действия должен обеспечивать своевременность, селективность и достаточную глубину действия для стабилизации режима, не допуская чрезмерных отключений. В отечественной документации эти требования сконцентрированы, прежде всего, в [15], где в числе обязанностей эксплуатирующих организаций закрепляется поддержание работоспособности противоаварийных устройств. На уровне национальных стандартов общие нормы для ПА сформулированы в [16],

охватывающем организацию автоматического противоаварийного управления режимами энергосистем и общие требования к устройствам ПА, а вопросы построения и применения устройств АЧР детализированы в [17] (требования к микропроцессорным устройствам АЧР с функцией ЧАПВ) и в стандарте [18], регламентирующем систему АОСЧ, где определены состав, структура и логика её функционирования.

Зарубежная практика включает использование в тех же целях UFLS (Under-Frequency Load Shedding), а также аналогичных по своей сути LFDD (Low-Frequency Demand Disconnection), применяемые в энергосистемах Великобритании [19]. В Северной Америке обязательность UFLS закреплена в стандартах NERC [20]. Дополнительно в микрогрид используются решения, описанные в международных стандартах IEC [21] и IEEE [22, 23], предусматривающие интеграцию функций ОН в составе микрогрид и систем управления РГ.

Сопоставление этих подходов имеет принципиальное значение для выполняемой работы, так как позволяет выявить элементы, которые могут быть использованы при разработке концепции САОН в составе ЛИСЭ. Особое внимание необходимо уделить вопросам адаптивности, быстродействия и масштабируемости решений, что особенно критично для АЭК.

Для ограничения развития аварий в ЕЭС России в условиях дефицита мощности используются АЧР и дополнительная автоматическая разгрузка (ДАР). При АЧР нагрузка отключается при падении частоты ниже заданной уставки согласно очередности отключения потребителей, которая устанавливается централизованно для всей энергосистемы и остаётся неизменной на протяжении длительного времени с периодическим обновлением величины расчётного отключения. Данный подход не учитывает фактический режим работы потребителей, подлежащих отключению.

В свою очередь, ДАР основывается на измерении скорости изменения частоты в переходном процессе. Ступенчатый принцип построения АЧР не позволяет достаточно быстро среагировать на аварию с большим дефицитом

мощности, что является основанием для применения ДАР в случае дефицита активной мощности свыше 40–45 % и скорости снижения частоты более 1,8–2,0 Гц/с в ходе расчётной аварии. В официальных документах СО ЕЭС подробно описываются условия применения ДАР [24], а в российской научной литературе подчёркивается возможность её адаптивного применения в зависимости от динамики режима [25, 26].

Для АЭК отечественный опыт имеет особую ценность. В этом случае особенно актуальна быстрая разгрузка при возникновении дефицита мощности, однако специфика АЭК требует более гибких средств настройки. В отличие от централизованной автоматики ЕЭС, для которой очереди АЧР определяются при наладке и уточняются редко, в АЭК необходимо использование адаптивных алгоритмов, учитывающих текущее состояние нагрузки и ГУ. Использование производной частоты как индикатора дефицита, совместное применение ступенчатого и опережающего отключения нагрузки, а также гибкость в формировании УВ позволяют адаптировать проверенные решения к особенностям локальных комплексов и обеспечить устойчивость их работы.

В отличие от централизованных энергосистем, микрогриды представляют собой локальные энергокомплексы с ограниченным объёмом генерации, высокой долей распределённых источников и значительной изменчивостью нагрузки. Именно по этим характеристикам они близки к АЭК, развивающимся в России, которые также функционируют в условиях ограниченных резервов мощности и высокой чувствительности к возмущениям. По сути, опыт применения ОН в микрогридах можно рассматривать как аналог или прототип решений, востребованных в АЭК. Поэтому обращение к зарубежным публикациям о микрогридах представляется необходимым при выполнении этого исследования, так как могут быть выявлены подходы, которые могут быть перенесены и адаптированы для отечественных ЛИСЭ.

В зарубежной литературе ОН в микрогридах рассматривается как базовая функция, обеспечивающая баланс и предотвращающая потерю устойчивости электроснабжения. Исследования показывают, что традиционные схемы

отключения нагрузки при снижении частоты, применяемые в крупных энергосистемах, не могут быть напрямую перенесены в микрогриды. Для них важно обеспечить адаптивность алгоритмов, которые должны учитывать, кроме возможных изменений конфигурации сети, динамические характеристики нагрузки и генерирующих устройств в реальном времени. В [27] показано, что для микрогридов разрабатываются специализированные алгоритмы отключения нагрузки, включая адаптивные и предиктивные стратегии, а также схемы с учётом приоритета потребителей.

Также современные решения включают вероятностное моделирование отключения нагрузки, позволяющее учитывать стохастический характер ВИЭ и неопределённость прогнозирования потребления. В работе [28] описывается стратегия вероятностного подхода к определению состава отключаемой нагрузки для микрогридов, для которых применяется целочисленная оптимизация с учётом статистических характеристик возмущений для охвата широкого набора сценариев для снижения вероятности избыточного отключения потребителей.

Наряду с оптимизационными методами в практике построения микрогридов получили распространение архитектуры с мультиагентным управлением. Их принципиальное отличие состоит в распределении задач между агентами, позволяя сократить время реакции системы и распределить задачи между центральным устройством управления и агентами. Как показано в обзоре [29] подобные алгоритмы способны сократить задержки при выработке решений и обеспечить согласованность УВ при учёте характеристик нагрузок и ГУ.

Анализ рассмотренных работ свидетельствует о том, что отключение нагрузки в микрогридах сформировалось в самостоятельное направление, опирающееся на адаптивные и вероятностные методы, а также децентрализованные подходы к управлению. Это отличает проектируемую САОН от традиционных систем АЧР, UFLS и LFDD, используемых в крупных энергосистемах стран мира. Рассмотренные применения подтверждают необходимость разработки специальных алгоритмов для микрогридов и могут

служить основой для создания САОН в АЭК, для которых условия работы во многом аналогичны.

В отечественном нормативном поле отсутствуют требования, регламентирующие работу САОН в составе АЭК. Это означает, что прямого опыта или стандартов, ориентированных именно на АЭК, пока не существует. Однако в российской практике можно выделить АЧР и ДАР, которые доказали свою эффективность как в ЕЭС, так и в автономных энергосистемах. Их базовые принципы могут быть использованы при построении систем отключения нагрузки в АЭК, в которых также требуется быстрое и надёжное реагирование на аварийные дефициты мощности.

В зарубежных исследованиях наблюдается тенденция разработки способов автоматического ОН в микрогридах и рассматривается как одно из ключевых направлений повышения устойчивости электроснабжения. В отличие от отечественного подхода с фиксированными уставками в автономных энергосистемах, в зарубежной практике акцент делается на адаптивные алгоритмы, способные учитывать изменчивость нагрузки и генерирующих устройств, а также неопределённость, связанную с высокой долей ВИЭ. В литературе подробно рассматриваются методы вероятностного моделирования, оптимизации и распределённого управления, что подтверждает стремление зарубежных специалистов к созданию более гибких и интеллектуальных систем.

Для АЭК целесообразно объединить оба эти подхода. С одной стороны, использование проверенных структур АЧР и ДАР позволяет сохранить совместимость с отечественной практикой и опираться на уже доказавшие свою эффективность решения. С другой стороны, заимствование идей адаптивного ОН из опыта микрогридов создаёт основу для разработки новых систем, способных учитывать специфику ЛИСЭ и обеспечивать устойчивость энергоснабжения потребителей при возмущениях. Такое сочетание традиционной надёжности и современных адаптивных методов формирует основу для построения перспективных САОН в ЛИСЭ.

1.6 Постановка задач исследования по совершенствованию системы автоматического отключения нагрузки

В АЭК обеспечение устойчивого и безопасного режима работы при дефиците активной мощности требует внедрения высокоэффективных автоматических средств управления нагрузкой. Ограничение перетока по связи АЭК с ЕЭС России и ограничение получаемой мощности от магистральной сети обуславливают необходимость формирования внутри АЭК механизмов обеспечения баланса генерируемой и потребляемой мощностей. При этом в случае аварийных возмущений, сопровождающихся быстрым ростом дефицита мощности, критическим условием сохранения работоспособности является автоматическое выборочное отключение части потребителей.

Предметом настоящего исследования является разработка подсистемы в составе УИС, выполняющей функции САОН в АЭК. Такая подсистема должна вне зависимости от режима работы АЭК реализовывать автоматическое ОН в следующих случаях: при возникновении мгновенного дефицита мощности в АЭК, при необходимости обеспечения достаточной величины обменной активной мощности по связи с ЕЭС России, при необходимости обеспечения достаточной резервной мощности на случай отключения ГУ внутри АЭК. Международный опыт эксплуатации аналогичных САОН, а также выводы по итогам системных аварий, рассматриваются как источник эмпирических данных, полезных для совершенствования разрабатываемых алгоритмов, однако нормативная база должна формироваться исключительно на основе российских требований и регламентов.

Разрабатываемая подсистема должна получать от контрольно-измерительного оборудования АЭК информацию о приоритетах, технологических ограничениях или иных сведений, которые могут влиять на состав отключаемых нагрузок. На основании этой информации, с использованием актуальных данных о состоянии нагрузок (включено/отключено) и их текущей мощности, система должна за минимальное время определять перечень потребителей, подлежащих отключению, и формировать необходимые команды управления. Исполнительный

уровень — устройства, управляющие нагрузками на подстанциях и распределительных пунктах — должен обеспечивать приём команд по высокоскоростным протоколам связи (например, IEC 61850-8-1), что критически важно для обеспечения требуемого быстродействия. Формирование перечня отключений должно происходить с учётом минимизации объёма разгрузки для достижения заданного эффекта и минимизации величины экономических потерь, обусловленных отключением нагрузок.

Функционально подсистема должна решать следующие задачи:

1. обеспечение полной наблюдаемости параметров режима в пределах АЭЖ;
2. выполнение расчёта минимального набора нагрузок, отключение которых приводит к достижению заданного эффекта;
3. взаимодействие с исполнительным уровнем по высокоскоростным каналам передачи данных;
4. обеспечение приоритетного сохранения питания особо ответственных потребителей.

При параллельной работе с ЕЭС России подсистема САОН в составе УИС должна обеспечивать ограничение мощности, передаваемой в сторону АЭЖ и запрет её выдачи в сторону ЕЭС. Алгоритмы САОН не должны быть рассчитаны на покрытие дефицита от внешних источников сверх согласованного лимита и должны поддерживать внутри АЭЖ заданный резерв мощности. При получении сигнала о достижении критической величины перетока или о прогнозируемом дефиците система должна заранее рассчитывать объёмы мощности нагрузок, которые необходимо отключить для обеспечения запаса генерируемой мощности и предотвращения срабатывания частотных защит в аварийном режиме.

В автономном режиме АЭЖ роль САОН возрастает, так как баланс мощности обеспечивается исключительно локальными средствами АЭЖ. При возникновении дефицита управляющая система, располагая актуальными данными о состоянии всех потребителей, которые могут отключаться, а также о величине потребляемой ими мощности и технологических ограничениях, должна отключать необходимый объём нагрузки, выполняя минимальное количество

действий, обеспечивая восстановление баланса и предотвращая лавинообразное снижение частоты в АЭК.

В рамках выполняемого исследования предполагается создание архитектуры подсистемы САОН как части УИС, функционирующей в обоих режимах работы АЭК и обеспечивающей автоматическое, избирательное и быстрое ОН, минимизирующей объем отключаемой нагрузки и минимизирующей экономический ущерб, который может это за собой повлечь. Должна быть выполнена разработка алгоритмов САОН, минимизирующих объём отключений при сохранении надёжной работы АЭК. Важным элементом является организация автоматизированного анализа срабатываний и корректировки уставок на основе накопленных данных, что необходимо для поддержания высокой эффективности работы АЭК в меняющихся условиях эксплуатации.

Выводы по главе 1

1. Повсеместное внедрение ЛИСЭ в России представляется лишь вопросом времени, поскольку развитие РГ, рост потребления и курс на повышение автономности локальных энергосистем создают объективную необходимость их широкого распространения. Для надёжного функционирования подобных комплексов необходимы специализированные управляющие системы, способные автоматически обеспечивать устойчивость энергоснабжения при аварийных возмущениях и обеспечивать баланс между генерируемой мощностью и потреблением. Без соблюдения таких условий полноценная реализация концепции ЛИСЭ невозможна, что подчёркивает стратегическую значимость разработки для них специализированных САОН.

2. В настоящее время отсутствуют нормативные документы, регламентирующие требования к САОН, работающей в составе ЛИСЭ. Существующие стандарты и корпоративные документы СО ЕЭС ориентированы исключительно на масштаб ЕЭС или автономных региональных энергосистем. Это обстоятельство подчёркивает актуальность проводимого исследования, так

как формирование методических и алгоритмических основ функционирования САОН в АЭК необходимо для создания фундамента нормативной базы и практического внедрения ЛИСЭ.

3. Разработка САОН, работающего в составе АЭК, невозможна без учёта накопленного опыта. Отечественная практика представлена повсеместно используемыми структурами АЧР и ДАР, которые доказали свою эффективность в условиях ЕЭС и автономных энергосистем. Зарубежный опыт, прежде всего в области микрогридов, демонстрирует активное развитие адаптивных и интеллектуальных методов ОН, направленных на обеспечение высокой скорости и гибкости реагирования. Совместное использование этих подходов позволяет формировать решения, которые обеспечивают сочетание надёжности традиционных алгоритмов с перспективностью адаптивных технологий.

4. САОН в ЛИСЭ должна проектироваться как подсистема централизованной системы управления. В контексте АЭК САОН должна проектироваться как подсистема УИС. Это означает необходимость её включения в архитектуру АЭК с учётом взаимодействия с другими подсистемами и поддержания высокой эффективности работы в условиях меняющихся режимов эксплуатации. Подобная интеграция должна обеспечить не только своевременное реагирование на аварийные возмущения, но и координацию с элементами управления ГУ, НЭ и потребителями, что критически важно для сохранения устойчивости и надёжности энергоснабжения в АЭК.

ГЛАВА 2 ФОРМИРОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМЕ АВТОМАТИКИ ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ И МЕТОДОЛОГИЯ ЕЁ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Функциональные задачи системы автоматического отключения нагрузки в составе активного энергетического комплекса

Внедрение ЛИСЭ в России сопровождается необходимостью создания комплексных автоматизированных систем управления, способных обеспечивать устойчивость работы и надёжность электроснабжения в различных режимах. Существенной особенностью АЭК, являющегося частным случаем ЛИСЭ, следует назвать ограничения перетоков мощности через линии связи с ЕЭС, значения которых зависят от их направления. Эти условия обуславливают повышенные требования к локальному балансированию генерации и потребления внутри АЭК.

В состав УИС, обеспечивающего координацию работы всех элементов АЭК, должна входить САОН. Эта система предназначена для быстрого и селективного ограничения перетоков мощности в аварийных и послеаварийных ситуациях, а также для поддержания заданного резерва мощности. Реализация таких функций необходима как при параллельной работе с ЕЭС России, так и в автономном режиме, а также во время переходов между этими состояниями.

Эффективность работы САОН определяется полнотой учёта текущих параметров энергосистемы, корректностью алгоритмов определения объёмов и состава отключаемой нагрузки и быстротой реакции на изменения режима работы АЭК. Для этого система должна иметь доступ к данным о состоянии ГУ, управляемых энергопринимающих установок (ЭПУ), объектов АЭК, линий связи с внешней сетью и НЭ (при их наличии). Использование этих данных в режиме реального времени обеспечивает возможность выполнения действий, позволяющих сохранить регламентированные параметры режима даже при возникновении неблагоприятных возмущений.

Одной из базовых функций САОН является контроль потребления активной мощности отдельными объектами АЭК в пределах диапазона их разрешённых

мощностей. Под разрешённой мощностью понимается установленное нормативами, оперативными инструкциями и договорными соглашениями ограничение на объём потребления для конкретного объекта [7]. Превышение этого значения может приводить не только к перегрузке сетевого оборудования, но и к нарушению допустимых условий эксплуатации присоединения, что в ряде случаев влечёт штрафные санкции или ограничение электроснабжения по инициативе УИС.

Автоматизированный контроль в таком случае позволяет выявлять и устранять нарушения ограничений в режиме реального времени, без участия оперативного персонала. САОН определяет текущее потребление каждого объекта, входящего в АЭК, сопоставляет его с установленным лимитом и при необходимости формирует команды на ОН из доступного для воздействий перечня ЭПУ контролируемого объекта АЭК. Такая функция важна не только для предотвращения аварийных ситуаций, но и для выполнения условий долгосрочной договорной работы предприятий в составе АЭК в соответствии с требованиями по подключению к АЭК.

Осуществление контроля потребления в автоматическом режиме является основой для работы всех функций САОН. При параллельной работе АЭК с ЕЭС России такой контроль обеспечивает возможность выполнения требований по недопущению превышения перетоков мощности между ЕЭС России и АЭК по линиям связи, а в автономном режиме — поддержание баланса мощности внутри АЭК. При этом алгоритмы должны учитывать текущее состояние объекта, его фактически потребляемую мощность, величины экономических издержек, которые может понести предприятие при отключении той или иной нагрузки, работающей в составе АЭК.

При параллельной работе АЭК с ЕЭС России ключевой задачей САОН является контроль перетока мощности по линиям связи между ними. Для линий связи устанавливается значение разрешённой мощности перетока, превышение которого через выдержку времени должно вызывать срабатывание алгоритмов УИС и разрыву связи. Такое событие приводит к мгновенному переходу АЭК в

автономный режим с резким нарушением баланса мощности, что требует дополнительных действий автоматики. Поэтому САОН должна предотвращать такие нежелательные переходы в автономный режим работы.

САОН должна обеспечивать непрерывный мониторинг величины перетока по линиям связи и сравнение её с допустимыми значениями. При выявлении превышения лимита, система должна сформировать и реализовать план действий по предварительному ограничению нагрузки. Такое ОН позволяет избежать аварийного разрыва связи и минимизировать последствия для потребителей. Что особенно важно в периоды максимального потребления, когда резерв мощности внутри АЭК может оказаться недостаточным. Переход в автономный режим работы АЭК может быть инициирован даже незначительным превышением допустимого перетока. В таком случае своевременное вмешательство САОН оправданно, так как оно позволит сохранить параллельный режим работы АЭК и предотвратить возможное дальнейшее формирование УВ, вызванное переходом в автономный режим работы.

Для минимизации суммарной мощности отключения нагрузки и, соответственно, снижения экономического ущерба при отключении потребителей в составе АЭК возможно применение алгоритмами САОН методов распознавания аварийного события и выдачи УВ по предварительно сформированному перечню УВ через минимальное время. Это возможно при составлении списка заранее смоделированных аварийных сценариев, которые можно рассчитывать при нормальном режиме работы АЭК.

Потеря связи между АЭК и ЕЭС России является одним из нежелательных событий для работы комплекса. При отключении связи АЭК переходит из режима параллельной работы в автономный режим, при этом баланс мощности внутри комплекса нарушается, поскольку отключается внешний источник энергии. Такая ситуация требует немедленного реагирования для предотвращения опасного снижения частоты в сети АЭК.

САОН в этих условиях выполняет критическую функцию — быстрое отключение излишней нагрузки для восстановления баланса мощности при её дефиците. Алгоритмы должны обеспечивать определение объёма необходимой разгрузки в пределах времени, сопоставимого с временем действия ПА, то есть в пределах нескольких сотен миллисекунд для определения необходимого объёма отключений и нескольких секунд для реализации УВ.

Расчёт объёма отключаемой нагрузки должен производиться на основе данных о текущей генерации, текущего потребления, состоянии ЭПУ, запасе энергии НЭ и величине допустимых изменений мощности генераторов. Это позволяет учитывать, какой прирост мощности возможен без ущерба для оборудования, и определить ту часть нагрузки, которую необходимо отключить, чтобы обеспечить баланс. В аварийных ситуациях времени на многоступенчатую разгрузку нет, поэтому алгоритм должен формировать перечень отключаемых нагрузок с достаточным объёмом, чтобы компенсировать дефицит за минимальное время.

Реализация этой функции особенно важна для АЭК с высокой долей генерации от источников, чувствительных к частоте, таких как газотурбинные и дизельные установки, для которых снижение частоты ниже некоторого порога может привести к их аварийной остановке под действием технологических защит. Быстрая и адекватная реакция САОН должна исключать каскадное отключение генераторов и полное обесточивание потребителей АЭК.

В случае потери связи с внешней сетью АЭК продолжает работу в автономном режиме, в котором баланс мощности поддерживается исключительно за счёт внутренних ГУ и имеющихся в АЭК НЭ. В этом режиме нагрузка и генерация находятся в очень жёсткой взаимосвязи, так как любые изменения одной из величин немедленно отражаются на частоте и напряжении в сети АЭК.

САОН в таких условиях должна постоянно контролировать баланс мощностей и инициировать ОН при появлении признаков дефицита мощности. Причинами этого может явиться резкое увеличение потребления, аварийный выход из работы одного или нескольких генераторов, снижение выработки на

ВИЭ вследствие изменений погодных условий. Автоматическое вмешательство в таких ситуациях позволяет стабилизировать режим до того, как частота снизится до уставок частотных защит генераторов, а также потребителей.

Отдельной задачей в автономном режиме является контроль величины аварийного резерва мощности. Для обеспечения надёжной работы необходимо поддерживать запас горячего резерва мощности, достаточный для покрытия потери самого мощного генератора в составе АЭК. При этом в расчёте требуемого резерва должны учитываться текущее состояние генераторов, их диапазон регулирования, а также доступные ресурсы НЭ. Если фактический резерв становится ниже допустимого уровня, САОН должна инициировать отключение части нагрузки с целью восстановления требуемого запаса.

Таким образом, в автономном режиме работы САОН выполняет функции, направленные на поддержание устойчивости рабочего режима и предотвращение развития аварийных ситуаций, при этом действия по отключению нагрузки должны строго соответствовать значениям, определённым по заранее выбранным критериям, которыми могут быть минимум мощности отключаемой нагрузки или минимум экономического ущерба АЭК.

Эффективность работы подсистемы САОН в составе УИС АЭК непосредственно зависит от полноты и актуальности информации, поступающей на её входы. Собираемая информация должна отражать текущее состояние элементов энергосистемы и поступать в реальном времени, что должно обеспечивать возможность принятия своевременных решений при возникновении отклонений.

Параметры режима ГУ являются ключевой информацией для расчёта баланса мощности. Положение высоковольтных выключателей (ВВ) ГУ (сигналы РПО/РПВ) позволяет САОН иметь актуальную информацию о том, какие источники находятся в работе и способны выдавать мощность в сеть АЭК. Текущее значение мощности каждой установки, получаемое от измерительных устройств, необходимо для расчёта располагаемой генерируемой мощности и оценки величины резерва.

Кроме того, важна информация о располагаемом диапазоне регулирования выдаваемой мощности ГУ — то есть, насколько быстро и в каком объёме возможно её увеличение или снижение без нарушения ограничений технологических параметров. Параметры максимально допустимых набросов и сбросов мощности определяются заводскими характеристиками оборудования (а также текущими условиями эксплуатации) и необходимы для формирования команд, не приводящих к его аварийному отключению. Эти ограничения особенно важны при аварийных переходах между режимами, когда действия САОН должны быть максимально быстрыми, но безопасными.

Данные о состоянии управляемых ЭПУ включают информацию о положении ВВ ЭПУ, что даёт возможность системе учитывать фактический статус работы потребителей. Величина текущего энергопотребления для каждого из ЭПУ используется при определении суммарной нагрузки объекта АЭК и служит основой для выбора объема и состава отключаемых ЭПУ. Отдельного формируется сигнал «разрешения на управление», который показывает возможность в данный момент удаленного отключения ЭПУ. Запрет выдачи УВ на отдельный ЭПУ может быть связан с отказом оборудования, запретом со стороны потребителя, отсутствием связи или проведением ремонтных работ. Учёт текущего состояния ЭПУ и его управляемости предотвращает формирование нереализуемых УВ.

Данные по объектам АЭК состоят из разрешённых мощностях каждого объекта, определённых договорными обязательствами. Нарушение этих ограничений может приводить к перегрузкам и выдаче УВ. Так как в каждый объект АЭК входит ряд ЭПУ, то каждому объекту АЭК соответствует информация по включенным в его состав всех управляемых ЭПУ, что даёт возможность применять ограничения строго в границах объекта АЭК.

Для обеспечения корректной работы САОН в параллельном режиме работы АЭК необходимо знать положение ВВ линий связи АЭК с ЕЭС России. Параметр «разрешённой мощности линии» определяет допустимый переток активной мощности, а данные о текущем значении перетока активной мощности по линии

связи позволяют в режиме реального времени обеспечивать ограничение максимального перетока активной мощности.

При наличии НЭ в составе АЭК САОН должна учитывать их характеристики и параметры работы. При включенном положении ВВ НЭ САОН воспринимает это как готовность НЭ к выдаче активной мощности. При расчёте резервов необходима также информация о текущей и максимальной мощности выдачи и потребления, что позволяет учитывать НЭ при расчёте резервов и использовать их для кратковременного покрытия дефицита, поглощения избытка генерируемой мощности и кратковременного ограничения перетока активной мощности по линии связи. Продолжительность эффективного участия НЭ в обеспечении баланса активной мощности в АЭК определяется величиной текущего запаса энергии НЭ.

Таким образом, интеграция и обработка всех перечисленных типов информации позволяют САОН использовать обоснованные и выполнимые алгоритмы и сценарии по отключению нагрузки, адаптированные к текущему состоянию АЭК и её оборудования.

САОН в составе УИС АЭК должна решать широкий спектр задач, направленных на обеспечение устойчивости и надёжности работы комплекса в различных режимах. Она должна обеспечивать потребление активной мощности в пределах разрешённых значений, предотвращать превышение допустимого перетока по линиям связи с ЕЭС России, оперативно реагировать на потерю межсистемной связи и поддерживать баланс мощности в автономном режиме, используя наличие имеющегося аварийного резерва активной мощности.

Для выполнения этих функций система должна иметь доступ к полному набору информации о состоянии ГУ, управляемых ЭПУ, объектов АЭК, линии связи с ЕЭС России и НЭ. Доступ к достоверной и оперативной информации, наряду с быстродействующими алгоритмами анализа и принятия решений, обеспечивает возможность САОН эффективно предотвращать развитие аварийных ситуаций и минимизировать ущерб от них.

Рассматриваемая система является одним из ключевых элементов УИС АЭК, обеспечивающим корректное автоматическое управление нагрузкой в интересах сохранения устойчивости работы АЭК при любых возмущениях и изменениях режимов работы.

На основании изложенного составлен перечень функций САОН в составе УИС АЭК в зависимости от режима работы АЭК:

1. Вне зависимости от режима работы:

1.1. Контроль потребления активной мощности отдельными объектами АЭК в пределах их разрешенных мощностей.

2. В параллельном режиме работы АЭК с энергосистемой:

2.1. Контроль перетока мощности по линиям связи и недопущение его превышения сверх разрешённой величины согласованной обменной мощности.

3. При переходе из параллельного в автономный режим работы:

3.1. Отключение части нагрузок для обеспечения баланса мощностей.

4. В автономном режиме работы:

4.1. Контроль баланса мощностей и селективное отключение ЭПУ;

4.2. Контроль располагаемого аварийного резерва мощности в АЭК.

В разрабатываемой системе предполагается использовать следующие данные:

Относительно ГУ:

1. РПО/РПВ ВВ ГУ.

2. Текущее значение генерируемой мощности каждой ГУ, находящейся в работе.

3. Располагаемый диапазон регулирования выдачи мощности ГУ.

4. Значения максимально допустимых набросов и сбросов мощности ГУ.

Относительно управляемых ЭПУ:

1. РПО/РПВ ВВ ЭПУ.

2. Текущее значение мощности, потребляемой ЭПУ.

3. Текущее значение ущерба ЭПУ при отключении (см. параграф 3.3).
4. Возможность дистанционного взаимодействия с ЭПУ.

Относительно объектов АЭК:

1. Значения разрешенных мощностей объектов АЭК.
2. Перечни ЭПУ, входящие в отдельные объекты АЭК.

Относительно линий связи с ЕЭС России:

1. Включена/отключена линия связи с ЕЭС РФ (для каждой линии связи).
2. Значения разрешённых мощностей по связи с ЕЭС РФ.
3. Текущее значение мощности перетока по связи с ЕЭС РФ.

Относительно НЭ:

1. РПО/РПВ ВВ НЭ.
2. Допустимые значения выдаваемых/принимаемых мощностей НЭ.
3. Текущие значения выдаваемых/принимаемых мощностей НЭ.
4. Максимальные и минимальные значения запасов энергии НЭ.

2.2 Классификация и систематизация требований к системе автоматического отключения нагрузки

Функциональные требования к САОН в составе УИС АЭК определяются нормативными актами, регулирующими как работу самих АЭК, так и эксплуатацию УИС в целом. В частности, в [7] утверждены правила функционирования АЭК, в которых закреплена обязанность поддерживать надежность электроснабжения при одновременном ограничении величины перетока по линиям связи с ЕЭС России. Дополнительно выдвигается ряд требования к УИС [8], включая задачи сбора, передачи и обработки информации о работе оборудования, контроле значений мощности и формировании УВ. В совокупности эти документы задают нормативные требования, которым должна соответствовать САОН, действуя как одна из подсистем УИС.

Основной функциональной задачей САОН является обеспечение динамического соответствия величины потребляемой нагрузками мощности

фактическим возможностям генерации в пределах АЭК и допустимым значениям перетока по линиям связи с ЕЭС. Это делает необходимой реализацию автоматического отключения нагрузки при возникновении дефицита активной мощности, как в аварийных режимах, так и в условиях перехода АЭК в автономный режим. Дополнительно система должна учитывать значения разрешённых мощностей для каждого объекта внутри АЭК, фиксируемые в регламентирующей эксплуатационной документации и согласованные с СО ЕЭС. Таким образом, САОН выполняет функцию динамического стабилизатора, корректирующего потребление в соответствии с доступными ресурсами генерации и нормативными ограничениями.

Требования к быстродействию системы непосредственно определяются спецификой аварийных процессов в ЭЭС. Критическим показателем является время снижения частоты в энергосистеме при внезапном отключении ГУ. В соответствии с положениями нормативной документации, минимальное время действия АЧР-1 составляет приблизительно 0,15 с [17]. Аналогичные нормы закреплены и в [18], где в пункте 6.10.5 установлены требования к временным характеристикам срабатывания АЧР-1. Это означает, что при разработке САОН как подсистемы УИС следует ориентироваться на аналогичные показатели, так как механизм действия и целевая функция крайне близки: предотвращение потери устойчивости электроснабжения за счёт быстрого снижения нагрузки.

Для обеспечения необходимого времени реакции следует учитывать несколько факторов. Во-первых, время выполнения измерений первичных параметров, которое зависит от алгоритма обработки сигналов и фильтрации помех. Во-вторых, быстродействие вычислительного модуля, отвечающего за расчёт необходимого объёма отключений и формирование УВ. В-третьих, время передачи команды на объект — от центрального сервера УИС до исполнительных устройств на подстанциях. Необходимо обеспечить получение суммарного времени реакции системы в пределах нормативных требований, для чего алгоритмы обработки и вычисления должны быть реализованы эффективно и оптимизированы в соответствии с реальными условиями эксплуатации.

Можно утверждать, что САОН должна обеспечивать быстроедействие не хуже, чем устройства АЧР-1 традиционного исполнения, то есть обеспечивать реакцию за время приблизительно 150 мс. При этом ключевым моментом становится синхронизация работы всех компонентов: от измерительных модулей до серверов УИС и устройств передачи сигналов. Несоблюдение этих требований приводит к снижению эффективности системы и невозможности своевременного прекращения аварийного развития событий.

Селективность работы САОН в составе УИС является одним из ключевых требований для обеспечения её эффективности. Под селективностью работы САОН понимается способность автоматики отключать именно те присоединения, которые позволяют ликвидировать возникший дефицит активной мощности при минимальном вмешательстве в работу энергосистемы. Также необходимо отметить, что объём отключаемой нагрузки должен быть минимальным, но достаточным для предотвращения недопустимого снижения частоты, при этом срабатывание автоматики не допускается при коротких замыканиях, выбеге двигателей и иных процессах, не связанных с дефицитом активной мощности [17, 30].

Требование минимизации отключений является основой для формирования целевой функции работы САОН. В условиях АЭК, при которых может быть реализована централизованная конфигурация УИС, выбор отключаемых нагрузок должен выполняться с использованием принципов оптимизации. Можно выделить два основных критерия: минимум отключаемой мощности и минимум экономического ущерба, обусловленного отключениями. Первый критерий обеспечивает ограничение масштабов вмешательства автоматики, второй позволяет учитывать последствия отключения с точки зрения производственных и экономических убытков. Таким образом, в отличие от традиционных систем АЧР с заранее определёнными отключаемыми объектами, САОН в составе УИС может реализовать адаптивный механизм выбора нагрузки на основе критерия оптимизации в темпе, близком к режиму реального времени.

Наряду с этим, обязательным становится требование информационной безопасности к САОН. Так как УИС в составе АЭК относится к объектам критической информационной инфраструктуры (КИИ), её защита регламентируется [31], а конкретные меры защиты значимых объектов КИИ установлены в [32]. Кроме того, в отношении программного обеспечения применим регламент, предписывающий проведение анализа уязвимостей и тестирования ПО на соответствие требованиям информационной безопасности [6], означающее, что САОН не только должна обладать встроенными механизмами селективности и оптимизации при выборе отключаемой нагрузки и обеспечивать минимальное вмешательство в нормальную работу АЭК, но и одновременно с этим соответствовать строгим требованиям кибербезопасности. Это обеспечивается комплексным подходом при проектировании системы (идентификация, аутентификация, использование защищенных каналов связи и др.) в рамках интеграции с УИС для предотвращения кибервоздействий.

При проектировании САОН необходимо закладывать принципы резервирования её критически значимых элементов: программно-аппаратных средства и каналы передачи данных. Обязательным требованием выступает наличие дублирующих серверов, резервных линий связи и автономных источников питания. Помимо этого, система должна быть оснащена встроенными средствами самодиагностики, обеспечивающими обнаружение отказов измерительных преобразователей, сбоев внешних интерфейсов и нарушений в каналах обмена информацией. При фиксации ошибки самодиагностики САОН обязана переходить в режим блокирования работы, который запрещает выдачу УВ до устранения неисправности, но при этом ошибки самодиагностики должны разделяться на те, которые приводят к режиму блокирования, и которые допускают дальнейшую работу системы.

Также повышенные требования должны предъявляться к каналам связи: минимизация задержки передачи сигналов при использовании промышленных протоколов обмена данными, защита от несанкционированного доступа,

криптографирование данных. Последнее следует из требований к защите объектов КИИ [32].

Также интеграция САОН в УИС предполагает наличие унифицированного интерфейса взаимодействия с другими подсистемами. Система должна обеспечивать архивирование данных, их последующий анализ, а также возможность настройки приоритетов и алгоритмов отключения нагрузок через стандартные интерфейсы диспетчерского управления. Важным требованием является совместимость с системами мониторинга и управления технологическими процессами (SCADA/EMS), что соответствует тенденции цифровизации энергетики.

САОН должна обладать не только высокой надёжностью, но и иметь механизм адаптации к изменяющимся во времени параметрам оборудования АЭК. Первоначальная настройка при вводе системы в эксплуатацию включающая в себя установку параметров по генерирующему оборудованию, нагрузкам и НЭ, должна быть проверена на моделируемых событиях, которые рассмотрены далее. Кроме того, в системе должна быть предусмотрена возможность самостоятельного изменения внутренних параметров своей работы на основе анализа предыдущих срабатываний и динамики состояния АЭК. Такой механизм самоадаптации необходим для учёта возможных изменений состава ГУ и нагрузок, а также повышает вероятность корректного функционирования в непредвиденных аварийных ситуациях. Подобный подход соответствует современным принципам развития интеллектуальных энергетических систем (Smart Grid), в которых устройства автоматики сочетают функции управления, сохранения информации и её анализа в реальном времени.

Также разрабатываемая система должна обладать свойством масштабируемости: при необходимости увеличения числа управляемых ЭПУ или ГУ архитектура и алгоритмы не должны требовать полной переработки, а лишь предусматривать подключение дополнительных модулей и каналов без замены всего комплекса. Важным условием также является наличие развитых функций регистрации событий. Система должна обеспечивать регистрацию всех значимых

событий — фактов отключения нагрузки, изменения уставок, срабатываний алгоритмов, а также любых модификаций программного обеспечения. Такая фиксация информации необходима для анализа причин аварийных ситуаций, проверки корректности работы алгоритмов и обеспечения прозрачности эксплуатации.

Вышеперечисленные требования к САОН, действующей в составе АЭК, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Требования к САОН, действующей в составе АЭК

Вид требований	Краткое описание
Функциональные требования	Обеспечение динамического соответствия потребления возможностям генерации; контроль разрешённых мощностей объектов; ОН при дефиците мощности и при переходе АЭК в автономный режим, обеспечение аварийного резерва активной мощности в автономном режиме работы АЭК
Требования к быстродействию	Время реакции системы не более 150 мс с учётом приёма, вычислений и передачи команд на КА ЭПУ
Требования к селективности	Минимизация мощности или числа отключаемых нагрузок; недопущение срабатываний при КЗ, выбеге двигателей и иных процессах, не связанных с дефицитом мощности; выбор отключаемых нагрузок по одному либо нескольким критериям оптимизации в динамическом режиме без использования заранее заданных списков отключения
Требования к информационной безопасности	САОН должна соответствовать законодательству о защите КИИ; обеспечивать анализ и тестирование ПО; исключение несанкционированного доступа и кибервоздействий.
Требования к надёжности и резервированию	Аппаратная надёжность компонентов; резервирование серверов и каналов связи; независимые аварийные резервные источники питания; встроенная самодиагностика; режим безопасной блокировки при критических сбоях.
Требования к связи	Минимальные задержки передачи управляющих сигналов; встроенные механизмы защиты каналов.
Требования к интеграции в УИС	Совместимость с подсистемами УИС; поддержка SCADA/EMS; возможность настройки приоритетов и алгоритмов отключения, мониторинг возможности отключения по технологическим критериям работы предприятия; единый интерфейс взаимодействия.
Требования к самоадаптации	Первичная настройка параметров при вводе в эксплуатацию; автоматическая корректировка алгоритмов работы и параметров настройки на основе постанализа срабатываний; адаптивность к изменению состава генерации, нагрузок и НЭ.

Продолжение таблицы 2.1

Требования к тестированию работы	Необходим набор сценариев работы на устанавливаемой модели АЭК, в ходе работы по которым система должна продемонстрировать возможность успешного выполнения своих функций
Требования к масштабируемости и модификации	Возможность подключения дополнительных источников сигналов для расширения перечня контролируемого системой оборудования без замены аппаратной и программной частей системы.
Требования к регистрации событий	Архивирование и анализ событий; регистрация фактов отключения нагрузок, изменения параметров режима работы АЭК, модификаций и обновлений ПО.

2.3 Выбор сценариев моделирования при постановке задачи оценки эффективности системы автоматического отключения нагрузки

Постановка задачи оценки эффективности САОН в АЭК представляет собой фундаментальный этап методологического исследования. САОН является одним из ключевых элементов интеллектуального управления в условиях как автономного функционирования, так и параллельной работы с ЕЭС. Её предназначение заключается в предотвращении аварийного развития событий за счёт своевременного и минимально необходимого отключения части нагрузок для обеспечения устойчивой работы АЭК и недопущения выхода параметров энергоснабжения за нормативные пределы.

При постановке задачи необходимо, во-первых, определить цели оценки эффективности. Ключевая цель заключается в том, чтобы зафиксировать способность САОН удерживать частоту, переток по линиям связи с ЕЭС и уровень потребляемой мощности в допустимых пределах при минимальном объёме отключаемой нагрузки. При этом важно учитывать специфику двух режимов функционирования АЭК. В условиях параллельной работы с ЕЭС основная задача САОН заключается в исключении избыточной принимаемой от ЕЭС мощности и сохранении договорных режимов. В автономном режиме определяющее значение приобретает устойчивость электроснабжения и баланс мощности при отключении ГУ или резких изменениях нагрузки. Постановка задачи должна применяться во всех режимах работы АЭК, то есть недопущение

превышения перетока при параллельной работе с ЕЭС и обеспечение устойчивого функционирования АЭК в автономном режиме.

Во-вторых, необходимо сформировать состав входной информации, определяющей исходные условия для работы САОН. К ней относятся параметры текущего режима ГУ и потребителей, задействованного в расчёте УВ САОН: параметры ГУ по диапазонам регулирования активной мощности, ограничения параметров НЭ, состояния КА. При получении перечисленных данных возможно корректно рассчитать моделируемые сценарии работы САОН.

В-третьих, постановка задачи требует определения ограничений, в рамках которых должна функционировать САОН. Ограничения могут быть связаны как с техническими ограничениями регулирования отдельных ГУ, так и с диспетчерскими условиями эксплуатации. К последним относятся, в частности, запреты на управление КА собственных нужд станций или высокой степени прерывания сложных технологических процессов. Подобные ограничения вытекают как из технических характеристик процессов, так и из экономической целесообразности отключения той или иной ЭПУ.

После определения и постановки задачи по оценке эффективности САОН (определение цели исследования, описание исходных данных и установление режимных и технологических ограничений) необходимо переходить к составлению перечня моделируемых сценариев функционирования САОН и их дальнейшему анализу.

Для формирования оценки эффективности САОН в АЭК необходимо сформировать исходные данные уже для последующего обобщения полученных результатов и их интерпретации при многократном воспроизведении установленного перечня аварийных сценариев средствами математического моделирования в упрощённой форме, при которой вместо полного воспроизведения переходных электромеханических и электромагнитных процессов, протекающих в элементах АЭК, рассматриваются суммарные мощности выработки ГУ и мощности, потребляемые каждой нагрузкой в

объектах АЭК и перетекающие между элементами АЭК. Здесь необходимо раскрыть состав математической модели АЭК.

Потери моделируются в виде фиксированного процента от мощности перетока между объектами комплекса и включены в величины мощностей потребления ЭПУ, что упрощает расчёты и делает возможным проведение многократных вычислительных экспериментов с изменением входных параметров. В реальной системе аналогичные данные определяются не расчетным путём, а по результатам измерений, накопленных на объекте за определённый промежуток времени. Итоговая совокупность полученных результатов в ходе серий вычислительных экспериментов необходима для дальнейшей оценки функционирования САОН.

Для построения математической модели АЭК использовано разработанное программное обеспечение, которое позволяет реализовать дискретно-событийное моделирование. На базе этого программного обеспечения формируется модель АЭК с учётом состава ГУ, ЭПУ, НЭ, линий связи и оборудования, участвующего в формировании и в передаче управляющих сигналов. Несмотря на упрощённый характер расчётов, модель обеспечивает необходимую степень реалистичности для проверки алгоритмов САОН, а также позволяет воспроизводить динамику изменения режимов и задержек, возникающих при передаче УВ.

В соответствии с моделируемыми сценариями САОН должна формировать УВ. К таким сценариям относятся:

1. Внезапное отключение одного из генераторов или группы генераторов, работающих на СШ, в параллельном режиме. В параллельном режиме работы АЭК с ЕЭС внезапное отключение даже одного из генераторов приводит к перераспределению мощности между оставшимися источниками и линиями связи с ЕЭС. При этом баланс мощности обеспечивается источниками внешней сети, однако в начальный момент времени возникает резкое изменение перетока, что может привести к превышению договорных или технически допустимых значений. САОН должна отреагировать на такое нарушение, определив необходимый объём отключаемой нагрузки и обеспечив снижение

перетока до допустимого уровня. Эффективность алгоритма в данном случае оценивается по времени реакции и способности минимизировать осуществляемые отключения нагрузок.

2. Внезапное отключение одного из генераторов или группы генераторов, работающих на СШ, в автономном режиме. При работе АЭК в автономном режиме отключение даже одной ГУ является одним из наиболее критичных событий. При отсутствии связи с ЕЭС баланс мощности нарушается, что немедленно отражается на частоте и напряжении внутри комплекса. Если отключенный генератор составляет значительную долю установленной мощности АЭК, то последствия могут быть катастрофическими. САОН должна быстро определять, какие ЭПУ необходимо отключить, чтобы снизить потребление и восстановить баланс мощности и частоту. Основным критерий эффективности в данном случае — способность алгоритма минимизировать глубину и длительность снижения частоты, а также стабилизировать работу оставшихся источников и ответственных потребителей.

3. Внезапный переход АЭК в автономный режим. Внезапное отключение линий связи с ЕЭС переводит АЭК в автономный режим. В такой ситуации система управления АЭК теряет возможность балансировать мощности за счёт обмена с внешней сетью. Если при этом внутренняя генерация не соответствует текущему уровню потребления, возникает риск лавинообразного снижения частоты и перегрузки оставшихся в работе генераторов. САОН должна обеспечить адаптацию комплекса к новым условиям: отключить часть нагрузки и тем самым согласовать мощность, потребляемую нагрузками, с доступными мощностями генерации. Эффективность алгоритмов в этом случае определяется не только временем реакции, но и устойчивостью полученного режима, полученного после действия САОН.

4. Рост потребления одного из объектов АЭК, приводящий к превышению разрешённого уровня мощности. Внутри АЭК отдельные объекты могут внезапно увеличить потребление мощности, например, вследствие включения энергоёмкого оборудования. Если такое увеличение приводит к

превышению установленного лимита для этого объекта или вызывает перегрузку линии, соединяющей его с сетью, возникает угроза нарушения нормального режима работы комплекса. САОН должна идентифицировать факт такого превышения и определить оптимальное УВ — либо ограничить работу конкретного присоединения, либо перераспределить нагрузку между другими объектами. Ключевым показателем здесь является селективность: алгоритм должен воздействовать именно на источник нарушения без отключения смежных присоединений.

5. Рост суммарного потребления при полной загрузке генераторов, вызывающий увеличение перетока по линии связи. В условиях, когда генераторы АЭК работают на предельных уровнях мощности, любой дополнительный рост потребления покрывается за счёт увеличения перетока по линиям связи с ЕЭС. Если величина этого перетока превышает допустимые технические или договорные значения, возникает риск нарушения устойчивости и/или правил параллельной работы. САОН должна выявить такое превышение и сформировать УВ на отключение части нагрузки с целью снижения перетока до приемлемого уровня. Эффективность определяется тем, насколько быстро система способна идентифицировать нарушение и насколько близким к оптимальному является найденное решение по составу и мощности отключаемых присоединений.

Во всех этих случаях САОН должна определять комбинацию отключаемых нагрузок и реализовывать УВ для сохранения устойчивости работы АЭК.

Моделирование сценариев работы САОН позволяет анализировать эффективность её функционирования. Упрощённое представление переходных процессов в АЭК через мощности генерации, потребления и перетока с приближённым учётом потерь позволяет достичь баланса между достаточной точностью и вычислительной доступностью. Такой подход делает возможным проведение многократных вычислительных экспериментов и получение статистически обоснованных выводов о корректности и надёжности работы САОН.

2.4 Критерии оценки качества функционирования системы автоматического отключения нагрузки

Важность выбора критериев качества функционирования САОН определяется самим характером задач, которые такая система решает в составе АЭК. САОН предназначена для предотвращения аварийного развития режима и сохранения устойчивости электроснабжения при нарушениях баланса мощности, отключениях генераторов, переходах в автономный режим и других нештатных ситуациях. Корректность её работы не может быть оценена интуитивно или на основе отдельных наблюдений, поскольку последствия некорректных действий имеют критический характер: избыточное ОН снижает надёжность электроснабжения, а задержка в формировании УВ может привести к развитию аварии. По этой причине выработка критериев качества функционирования САОН является обязательным условием не только при проведении исследований, но и для практической реализации системы.

При отсутствии чётко сформулированных критериев работа САОН может рассматриваться лишь в описательной форме, что неизбежно приводит к субъективности выводов. Проведение анализа в таком виде исключает возможность сопоставления результатов и получения достоверных выводов о реальной эффективности системы. Наличие сформулированных критериев позволяет перевести исследование в область количественных показателей, обеспечивающих объективность и воспроизводимость проводимых экспериментов. При высокой вариативности режимов, разнородности оборудования и множестве факторов неопределённости в АЭК это существенно усложняет оценку функционирования системы.

Формирование критериев качества работы САОН неразрывно связано с её интеграцией в нормативное и методическое поле. Действующие правила функционирования АЭК и документы, регламентирующие работу УИС, фиксируют ряд целевых требований: корректный обмен данными, контроль параметров режима электрической сети, соблюдение установленных ограничений по мощности, а также формирование УВ в автоматическом режиме. Вместе с тем

эти положения сформулированы в общем виде и в настоящий момент являются указаниями к проектированию функций подсистем УИС. Перевод нормативных требований в измеримые количественные критерии — необходимое условие их практического применения.

Также критерии качества работы САОН служат основой для сопоставления различных технических решений. При наличии нескольких алгоритмических подходов к реализации САОН единая система критериев позволяет объективно установить, какое из решений в большей мере отвечает эксплуатационным требованиям. Оценка по общей шкале устраняет влияние субъективных критериев и обеспечивает обоснованное сравнение вариантов по их практической ценности и возможности применения.

По мере развития АЭК, усложнения их структуры и расширения роли распределённых источников энергии возрастают требования не только к масштабируемости системы, но и к надёжности каналов связи, по которым поступает информация о состоянии контролируемого объекта и передаются УВ, поэтому критерии качества функционирования не являются неизменными. Увеличение числа управляемых ЭПУ и ГУ при росте масштабов комплекса должно сопровождаться сохранением допустимого быстродействия и устойчивости коммуникационной инфраструктуры. В этой связи формирование критериев качества следует рассматривать как непрерывный процесс, охватывающий весь жизненный цикл САОН в АЭК.

Рассматриваемые критерии оценки качества функционирования САОН непосредственно вытекают из ранее сформулированных требований к системе. Требования по поддержанию устойчивости электроснабжения в АЭК при возмущениях и ограничению величины перетоков мощности соответствуют критерию быстродействия, характеризующему способность системы реагировать за максимально допустимое время. Требование об исключении избыточных УВ ОН находит отражение в критерии селективности, обеспечивающем корректность выбора ЭПУ к отключению. Применение эвристических методов обуславливает необходимость учёта вероятности нахождения оптимального решения, а

усложнение структуры АЭК выдвигает требования к масштабируемости системы и надёжности каналов связи. Критерии оценки являются операционализированными нормативными требованиями и образуют основу для углублённого анализа эффективности функционирования САОН.

Требованиями к работе САОН в АЭК являются: быстродействие, селективность, информационная безопасность, надёжность и резервирование, корректность работы каналов связи, интеграция в УИС, способность к самоадаптации, тестируемость, масштабируемость и модифицируемость. Этот перечень охватывает весь жизненный цикл системы и формирует основу для оценки её эффективности. Необходимость обозначения связи критериев качества функционирования САОН с требованиями к её работе определяется тем, что система должна демонстрировать соответствие не произвольному набору показателей, а ранее установленным требованиям.

В настоящей работе рассматриваемые критерии качества, охватывают прежде всего те аспекты, которые могут быть проверены в условиях моделирования и статистической оценки, тогда как комплексную проверку соответствия всем требованиям предполагается выполнить на последующих этапах исследования и внедрения. Часть из перечисленных выше требований к работе, например, селективность, быстродействие или вероятность нахождения оптимального ответа, могут быть оценены только как в процессе моделирования и анализа работы алгоритмов, так и в условиях эксплуатации САОН. Другие свойства, такие как информационная безопасность, надёжность резервирования или полнота интеграции в УИС, могут быть объективно оценены лишь на стадиях практической реализации и эксплуатации системы. Поэтому следует подчеркнуть, что на данном этапе выполнение всех требований не может быть проверено на этапе методологического исследования.

Такое разграничение позволяет построить методологию, в которой критерии качества функционирования рассматриваются как операционализированное выражение наиболее значимых и проверяемых требований. Они не подменяют весь перечень требований, а выступают

инструментом анализа тех свойств, соответствие которым может быть проверено на соответствующем этапе. В дальнейшем критерии должны быть дополнены описанием процедур тестирования, аудитом информационной безопасности и проверкой механизмов интеграции в УИС. Таким образом обеспечивается преемственность от первичного анализа алгоритмов и моделей к последующей проверке работы системы в полном объёме.

Избирательность является первым и наиболее значимым критерием качества функционирования САОН, поскольку именно она определяет корректность и целесообразность принимаемых решений. Под избирательностью понимается способность САОН формировать УВ исключительно на те ЭПУ, которые находятся в работоспособном состоянии. Алгоритм должен исключать воздействие на отключённые, неисправные или заблокированные объекты. Тем самым избирательность является основным свойством, определяющим согласованность действий САОН с остальными средствами защиты и управления в составе АЭК.

Значение критерия избирательности проявляется в том, что именно она непосредственно связана с основной целью функционирования САОН — прекращением развития аварийного процесса при минимальном вмешательстве в работу комплекса. Даже при высокой скорости отклика и устойчивости алгоритмов отсутствие избирательности приводит к чрезмерному ограничению потребления и, как следствие, к неоправданному снижению качества электроснабжения. Нарушение избирательности может выражаться как в ошибочном выборе ЭПУ для отключения, так и в игнорировании допустимых вариантов, предусмотренных алгоритмом. В обоих случаях это приводит к снижению эффективности работы САОН и ставит под сомнение возможность применения такой методики в реальных условиях.

С практической точки зрения избирательность оценивается в ходе моделирования на основе заранее определённых сценариев. Для каждого сценария формируется эталонное решение, соответствующее оптимальному набору отключаемых ЭПУ. Результаты работы алгоритма сопоставляются с

эталонном, и фиксируется совпадение или расхождение в перечне отключаемых ЭПУ и тех ЭПУ, отключение которых невозможно по логическим причинам (отключены, неисправны КА, установлен запрет управления присоединением). При этом проверка должна проводиться не только средствами самой САОН, но и сторонними диагностирующими алгоритмами, обеспечивающими независимую оценку. Такой подход позволяет выявить случаи нарушения избирательности и количественно определить их долю в общем числе запусков САОН.

Быстродействие является вторым из основных свойств качества функционирования САОН, так как временной фактор определяет способность системы эффективно прекратить развитие аварийного режима. Быстродействие характеризуется суммарным временем от момента возникновения возмущения до фактического времени приёма УВ КА выбранных ЭПУ. В эту величину входят задержки на всех этапах: от обнаружения события средствами измерений и обработки данных до передачи УВ на первичное коммутационное оборудование.

Значимость этого критерия обусловлена тем, что несвоевременное ОН ведёт к нарушению устойчивости электроснабжения в АЭК, а слишком быстрые и недостаточно обоснованные действия могут вызвать избыточные отключения. Поэтому быстродействие должно оцениваться не только по величине времени отклика, но и по способности системы обеспечить баланс между скоростью реакции и корректностью принимаемых решений. Проверка осуществляется путём математического моделирования: фиксируются моменты возникновения возмущения и отключения ЭПУ, определяется распределение времени отклика и на его основе рассчитываются средние значения, доверительные интервалы, а также квантильные показатели, под которыми понимаются значения времени реакции, не превышаемые в заданной доле наблюдений (например, 95-й квантиль показывает время, в пределах которого укладываются 95 % всех срабатываний).

На быстродействие существенное влияние оказывают характеристики коммуникационной инфраструктуры. При увеличении числа ЭПУ и генераторов возрастает объём обрабатываемых данных и нагрузка на каналы связи. Недостаточная пропускная способность или отсутствие резервирования может

привести к росту задержек, сводя на нет достоинства алгоритма. Поэтому быстроедействие тесно связано с требованиями к надёжности и устойчивости каналов связи и должно оцениваться с их учётом.

Вероятность нахождения оптимального ответа характеризует качество работы САОН, особенно в тех случаях, когда при выборе комбинации ЭПУ применяются эвристические методы. В отличие от строгих алгоритмов оптимизации, эвристические методы позволяют найти решение за ограниченное время, но не гарантируют его оптимальность. Под оптимальным ответом в контексте работы понимается такая комбинация отключаемых ЭПУ, при которой избыточное ограничение нагрузки минимально при выбранной целевой функции (минимум экономического ущерба или минимум отключаемой активной мощности).

Проверка выполнения этого критерия проводится путём математического моделирования, при котором для каждого сценария определяется эталонное оптимальное решение, полученное либо с помощью специальных методов расчёта, либо в результате полного перебора. Алгоритм САОН следует многократно тестировать на нескольких наборах исходных условий, и фиксировать долю случаев, в которых полученное решение совпадает с оптимальным или находится в пределах допустимого отклонения. Таким образом, вероятность нахождения оптимального действия САОН характеризует не только качество работы САОН в отдельном случае, но и общую устойчивость метода при многократных испытаниях.

Практическое значение критерия сходимости к оптимальному решению заключается в том, что он позволяет объективно оценить эффективность рассматриваемых эвристических алгоритмов и сравнить их между собой. Если вероятность нахождения оптимального решения достаточно высока, использование эвристических методов оправдано, так как она обеспечивает приемлемое качество работы при меньших вычислительных затратах. В противном случае требуется либо модификация алгоритма, либо переход к более

строгим методам, обеспечивающим гарантированное качество при сохранении допустимого времени отклика.

Масштабируемость является критерием, отражающим способность САОН сохранять основные показатели качества работы при увеличении числа ЭПУ, генераторов и НЭ в составе АЭК. По мере усложнения структуры комплекса растёт количество возможных комбинаций отключаемой нагрузки, увеличивается объём передаваемой информации и возрастает нагрузка на каналы связи. САОН должна обеспечивать выполнение своих функций без критического ухудшения быстродействия и избирательности, что делает масштабируемость одним из ключевых критериев эффективности.

Оценка масштабируемости проводится на этапе математического моделирования путём варьирования числа ЭПУ. Количество источников генерации не варьируется, во-первых, в связи с меньшим количеством вычислений при изменении числа работающих ГУ, во-вторых, в связи с тем, что суммарное количество ГУ на объекте АЭК ограничено и добавление новых источников генерации является достаточно редким явлением, при котором, как правило, осуществляется кардинальная корректировка систем ПА. Для каждой конфигурации фиксируются показатели вероятности нахождения оптимального ответа и корректности выбора ЭПУ. Полученные зависимости позволяют определить, как изменяются характеристики САОН при переходе от малых к крупным АЭК. Если с ростом числа элементов наблюдается минимальное ухудшение характеристик, алгоритм считается масштабируемым. В противном случае возникает необходимость коррекции настроек, модификации алгоритмов или увеличения вычислительных ресурсов.

Важным аспектом масштабируемости является надёжность коммуникационной инфраструктуры. При большом числе ЭПУ возрастает объём информации, передаваемой по каналам связи, и растёт риск увеличения задержек или потери информации. Поэтому масштабируемость должна рассматриваться совместно с критериями надёжности и устойчивости связи. Только при

сохранении требуемого качества обмена данными можно говорить о полноценном выполнении функций САОН в условиях расширяющегося АЭК.

Совокупность рассмотренных критериев позволяет сформировать целостное представление о качестве функционирования САОН в составе АЭК. Селективность обеспечивает корректность выбора ЭПУ и минимизацию числа задействованных УВ. Быстродействие отражает способность системы формировать УВ за минимально допустимое время. Вероятность нахождения оптимального решения характеризует результативность эвристических алгоритмов, применяемых в системе. Масштабируемость указывает на способность САОН сохранять основные эксплуатационные свойства при увеличении числа элементов комплекса и росте нагрузки на каналы связи. Адаптивность характеризует способность САОН корректировать объем и состав ОН в соответствии с текущим режимом работы АЭК. Адаптивность САОН позволяет учесть изменения состава потребителей и ГУ, что особенно значимо в условиях существенной вариативности нагрузок, характерной для ЛИСЭ.

В совокупности эти критерии образуют методическую основу, обеспечивающую объективность анализа и сопоставимость получаемых результатов. Их применение уже на стадии моделирования и проектирования позволяет выявить недостатки алгоритмов и провести их корректировку до ввода системы в эксплуатацию на действующем объекте. С другой стороны, их применение обеспечивает согласованность с установленными требованиями, так как каждый критерий является конкретизированным выражением одного или нескольких требований к САОН. Из этого следует, что оценка САОН по совокупности критериев позволяет связать теоретическую разработку, математическое моделирование и наладку на вводимом в эксплуатацию объекте в единую систему, обеспечивая комплексное понимание эффективности и надёжности её работы.

2.5 Математическая модель активного энергетического комплекса и средства оценки работы системы автоматического отключения нагрузки

Математическую модель и средства оценки целесообразно использовать для проверки корректности работы алгоритма САОН на ранних стадиях исследования и разработки, на которых основная задача заключается в выявлении и устранения методических и логических ошибок до перехода к более сложным видам испытаний, проводимым на действующих энергоустановках. Использование формализованных процедур моделирования позволяет задавать контролируемые исходные условия, воспроизводить одинаковые сценарии при изменении ограниченного числа параметров и фиксировать результаты в сопоставимом виде. Такая организация эксперимента обеспечивает управляемость исследования: заранее формируются сценарии, определяются измеряемые параметры и показатели, задаются допустимые интервалы варьирования параметров и фиксируются правила интерпретации результатов. В результате становится возможным проверять, насколько реализованный алгоритм соответствует предъявляемым требованиям, и выявить его ограничения на ранней стадии.

Ключевая задача, решаемая с помощью математической модели, используемой для тестирования САОН, работающего в АЭК, заключается в формировании перечня входных данных, которые имитируют работу АЭК и позволяют проверять работоспособность САОН в различных сценариях. Важно чётко различать работу самой САОН, которая выполняет автоматическое ОН, от работы тестирующей программы, моделирующей поведение АЭК для выполнения анализа функционирования САОН. Математическая модель, лежащая в основе тестирующей программы, должна быть сбалансированной: не чрезмерно сложной, во избежание чрезмерных вычислительных издержек, и не чрезмерно упрощенной, чтобы избежать излишних потерь точности и достоверности результатов.

Основные элементы математической модели САОН должны обеспечивать получение необходимых точности и достоверности моделирования работы АЭК. Каждый из этих элементов отражает обозначенные характеристики и поведение

элементов энергетической системы, что позволяет выполнять вычислительные эксперименты, максимально приближенные к реальным условиям эксплуатации. Обеспечение степени надежности и стабильности электроснабжения потребителей возможно с помощью применения математического моделирования событий в АЭК, которое позволяет не только эффективно тестировать работу САОН, но и оценивать её способность к быстрому реагированию на изменения конфигурации сети.

В состав математической модели АЭК входят следующие элементы:

1. ГУ – генерирующие установки, которые являются основными источниками энергии в АЭК. Для определения параметров работы ГУ в АЭК используются следующие параметры: номинальная мощность, диапазон регулирования мощности, а также величины допустимого сброса и набора активной мощности. Последние два параметра определяют насколько быстро ГУ могут реагировать на изменения нагрузки и насколько эффективно распределяется генерируемая мощность в АЭК.

2. Управляемые ЭПУ – контролируемые нагрузки, воздействие на которые осуществляется САОН в ходе формирования УВ. Для них задаются возможные диапазоны значений активной мощности и экономического ущерба при отключении, а также возможный диапазон случайных колебаний потребляемой мощности.

3. НЭ – элементы, которые могут присутствовать в АЭК и обеспечивать резерв энергии. Их наличие в АЭК не регламентировано, но возможность присутствия таких элементов АЭК в модели необходимо предусмотреть для возможности последующего учёта влияния работы НЭ в САОН.

4. Значение мощности перетока между АЭК и ЕЭС – значение перетока мощности по линиям связи АЭК и ЕЭС позволяет судить о режиме работы и возможном запасе активной мощности, который должен учитываться САОН. Учёт значения перетока необходим в модели в связи с особенностями АЭК, который отражает взаимодействие с внешней энергетической системой.

5. Потери в распределительной сети – потери мощности, возникающие в процессе передачи и распределения мощности в сети, которые должны учитываться для более точного моделирования.

Эти элементы являются основой для создания и тестирования математической модели, в которой эффективно проигрываются сценарии и наборы данных для проверки корректности работы алгоритмов САОН.

Различные сценарии работы САОН можно классифицировать по степени их влияния на стабильность работы АЭК. Все сценарии можно разделить на три основные группы, которые являются разными уровнями тяжести сценариев: критические, тяжелые и типовые.

К критическим сценариям относится отключение ГУ, при котором одна или несколько ГУ выводятся из вне работы, независимо от режима функционирования АЭК. Это приводит к резкому снижению располагаемой мощности, что требует немедленного вмешательства системы САОН для восстановления баланса активной мощности в случае исчерпания резервов и предотвращения катастрофического развития аварийной ситуации.

К тяжёлым сценариям относятся ситуации, в которых происходит отключение линий связи при потреблении АЭК активной мощности из ЕЭС. В таких случаях, из-за потери связи с внешней сетью, АЭК оказывается в ситуации, в которой она должна покрывать дефицит энергии за счет собственных ресурсов ГУ и НЭ. В случае невозможности покрытия дефицита активной мощности в АЭК САОН незамедлительно должна осуществить отключение достаточного объёма нагрузки.

Типовыми сценариями являются ситуации, в которых выход мощности нагрузки из регламентированного диапазона превышает допустимые пределы, но не приводит к критическим последствиям. В подобных случаях отклонения от нормального режима работы АЭК не представляют непосредственной угрозы для системы, однако нарушают договорные обязательства участников АЭК, что требует своевременного мониторинга и регулирования нагрузки средствами САОН.

Каждая из выделенных групп сценариев предполагает специфический подход при моделировании и тестировании САОН. Различия в характере возмущений и масштабах их последствий обуславливают необходимость отдельных начальных параметров. Подобное разделение необходимо для комплексной оценки функционирования работы САОН в различных режимах работы.

Детальная оценка качества работы САОН в процессе моделирования требует применения комплекса математических методов и подходов. Наряду с базовыми статистическими инструментами, используемыми на этапе предварительного анализа, привлекаются более сложные методы, позволяющие исследовать особенности функционирования алгоритмов системы и скорректировать или оптимизировать её структуру для улучшения функциональности.

В первую очередь необходимо определение средних показателей работы системы. Эти величины дают общее представление об эффективности функционирования САОН в при различных начальных условиях режима, позволяют выявить систематические отклонения и очевидные недостатки. На их основе формируется суждение о том, насколько точно система выполняет возложенные на неё функции и насколько устойчиво она работает при изменении параметров АЭЖ.

Для получения представления об эффективности применения САОН в задаче выбора объема и состава ОН также предпочтительно на начальном этапе использование средней доли нахождения оптимального ответа, поэтому одним из основных показателей эффективности используемого алгоритма является средняя вероятность получения оптимального ответа для формируемого моделью набора ЭПУ в определенном сценарии. Этот показатель позволяет оценить, насколько часто система находит оптимальное решение в различных сценариях, учитывая вариации в потреблении и изменяющиеся параметры нагрузки. Это позволяет оценить соответствие алгоритма САОН требованиям вероятности получения оптимального ответа.

Более информативным, хотя и методически сложным инструментом анализа работы САОН служат кумулятивные графики распределения ошибок от оптимального решения при выборе объёма и состава ОН. В отличие от средних показателей, такие графики показывают вероятность отклонений, то есть они демонстрируют, как погрешности, возникающие в процессе работы системы, распределяются по величине и частоте появления. Для построения графика значения отклонений упорядочиваются по возрастанию и откладываются по оси абсцисс. По оси ординат фиксируется накопленное число случаев, в которых отклонение не превысило соответствующего значения. Вероятность для каждой точки определяется как отношение накопленного числа наблюдений к их общему количеству. Подобное представление данных позволяет оценить не только типичную величину отклонения, но и характер его распределения, к примеру, выявить вероятность появления решения с малой погрешностью и установить границы, в пределах которых система стабильно находит близкое к оптимальному решение. Это делает кумулятивные графики одним из наиболее содержательных инструментов оценки надёжности и стабильности работы алгоритма.

Анализ кумулятивных графиков распределения позволяет выявлять закономерности в характере отклонений, в частности, устанавливать величину отдельных погрешностей и обнаруживать характерные точки перегиба, после которых кривая резко возрастает. Подобные особенности формы графика указывают на условия, при которых алгоритм систематически даёт неоптимальный результат, и тем самым определяют направление для корректировки параметров настройки или доработки самого алгоритма.

Помимо этого, кумулятивные графики предоставляют вероятностные характеристики отклонений, что существенно при оценке алгоритмов и качества их работы. Высокая вероятность значительных погрешностей при определённых условиях или сценариях свидетельствует о недостаточной устойчивости САОН в соответствующих режимах и указывает на необходимость целенаправленного повышения применимости алгоритмов в этих условиях.

В совокупности описанные инструменты образуют методическую основу для тестирования и сопоставления различных алгоритмических подходов к решению задачи отключения нагрузки в составе АЭК.

Математический аппарат, используемый для моделирования и тестирования САОН, должен быть гибким и адаптируемым, чтобы иметь возможность учитывать изменения как в самой системе, так и в примыкающей части сети. С развитием технологий и появлением новых методов оптимизации существует возможность значительного повышения потенциала для усовершенствования математического аппарата, что может оказать влияние не только на точность моделирования, но и на эффективность работы систем, функционирующих на действующих объектах энергетики. Внедрение таких усовершенствований позволит повысить надёжность и адаптивность работы реальных энергетических систем.

Одним из направлений развития является увеличение вычислительной мощности и улучшение алгоритмов создания сценариев работы САОН для более быстрой обработки и тестирования алгоритмов. Вторым важным моментом является возможность улучшения модели как с помощью увеличения вариативности сценариев, так и усложнением её компонентов, которое в свою очередь не должно приводить к чрезмерному усложнению модели.

Выводы по главе 2

1. Определены функциональные задачи САОН в зависимости от режима работы АЭК, а именно:

- Контроль потребления активной мощности отдельными объектами АЭК в пределах их разрешенных мощностей вне зависимости от режима работы АЭК;
- Контроль перетока мощности по линиям связи и не допущение его превышения сверх разрешённой величины согласованных значений обменной мощности в параллельном режиме работы АЭК с ЕЭС РФ;

- При переходе из параллельного в автономный режим работы САОН может выполнять отключение части нагрузок для обеспечения баланса мощностей;

- В автономном режиме работы САОН обеспечивает контроль баланса мощностей и селективное отключение ЭПУ, а также контроль аварийного резерва мощности генерирующего оборудования в АЭК.

2. Составлены перечни сигналов и параметров от ГУ, управляемых ЭПУ, объектов АЭК, НЭ, линий связи АЭК с ЕЭС, которые необходимы для реализации функционала САОН.

3. Обозначен перечень требований к разрабатываемой САОН, в части функционала, быстродействия, селективности, информационной безопасности, надёжности и резервирования, систем связи, интеграции в УИС, самоадаптации к изменяющимся условиям функционирования АЭК в дальнейшем, масштабируемости и модификации, регистрации событий.

4. Выбраны сценарии для моделирования работы АЭК, позволяющие проверять функциональные возможности и ряд критериев требований к функционированию АЭК в различных режимах, а именно:

- Внезапное отключение одного любого генератора или группы генераторов, работающих на СШ, в параллельном режиме;

- Внезапное отключение одного любого из генераторов или группы генераторов, работающих на СШ, в автономном режиме;

- Внезапный переход АЭК в автономный режим;

- Рост потребления одного из объектов АЭК, приводящий к превышению разрешенной мощности потребления объекта.

- Рост суммарного потребления при полной загрузке генераторов, вызывающий увеличение перетока по линиям связи с ЕЭС.

5. Определены критерии для оценки качества функционирования САОН:

- Избирательность - способность САОН формировать УВ исключительно на те ЭПУ, которые входят в перечень управляемых и находятся в работоспособном состоянии.

- Быстродействие - суммарное время от момента возникновения возмущения до фактического времени приёма УВ КА выбранных ЭПУ.
- Вероятность нахождения оптимального ответа – вероятность нахождения такой комбинации отключаемых ЭПУ, при которой избыточное ограничение нагрузки минимально при заданной целевой функции.
- Масштабируемость - способность САОН сохранять основные показатели качества работы при увеличении числа ЭПУ, генераторов, потребителей и НЭ в составе АЭК.

6. Обоснована необходимость использования математических моделей для проверки работы алгоритмов САОН и оценки их эффективности на ранних стадиях исследования и разработки. Определены критические, тяжелые и типовые сценарии для проверки эффективности функционирования САОН. Оценка работы САОН проводится с использованием средних показателей и кумулятивных графиков распределения ошибок. Математический аппарат разработанной модели позволяет улучшать и оптимизировать систему, повышая её точность и эффективность в различных сценариях.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ И ЕЁ АЛГОРИТМА НА ОСНОВЕ АДАПТИВНОГО ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА

3.1 Архитектура системы автоматического отключения нагрузки

Архитектура САОН определяет общую организацию её компонентов, уровней и связей между ними. От качества проработки архитектурных решений зависит устойчивость функционирования системы в переменных режимах работы, надёжность взаимодействия элементов и возможность интеграции во всеобъемлющий комплекс управления. Важным шагом при разработке любой системы автоматического отключения является формирование как её структуры, так и проработка взаимодействия между отдельными частями системы, что позволяет реализовывать требования совместимости, резервирования, быстродействия и масштабируемости.

Предпочтительная структура архитектуры САОН – модульная. Применение модульной архитектуры в системах автоматического отключения обусловлено её преимуществами с точки зрения гибкости, масштабируемости и упрощения сопровождения. Разделение функций между специализированными модулями позволяет локализовать возможные отказы, минимизировать взаимные зависимости и адаптировать систему под изменяющиеся условия эксплуатации. В [6] подчёркивается, что модульность обеспечивает возможность быстрой реконфигурации и использования универсальных компонентов, что значительно снижает затраты на разработку, проектирование и внедрение автоматизированных систем.

Архитектура САОН определяет взаимосвязь функциональных модулей, каждый из которых выполняет определённую задачу в общей схеме. В её состав входят измерительные модули, модуль сбора и предварительной обработки информации, вычислительный модуль, модуль параметрирования, модуль НМІ (human-machine interface - человеко-машинный интерфейс), модуль формирования УВ и исполнительные модули. Взаимосвязь этих элементов представлена на

структурной схеме (рисунок 3.1), которая отражает иерархию уровней и прохождения потоков информации — от первичных измерителей до формирователей УВ. Такое отображение показывает целостность разработанной системы и демонстрирует её структурную логику.

При описании архитектуры САОН рассматриваем каждый из модулей, входящих в её состав.

Измерительные модули являются базовым звеном архитектуры САОН. Их основное назначение заключается в преобразовании физических параметров режима контролируемого объекта в электрические сигналы, пригодные для последующей цифровой обработки. К числу входных величин относятся как измеряемые аналоговые параметры (активная мощность, частота), так и дискретные сигналы (положение ВВ ГУ, положение ВВ ЭПУ, положение ВВ НЭ, дискретные сигналы о возможности управления нагрузкой и т.д.), получаемые с соответствующих мест установки на контролируемом объекте.

При реализации САОН предусматривается возможность интеграции в существующие управляющие информационные системы, которые могут включать в себя действующие комплексы мониторинга мощностей и регистрации необходимых дискретных сигналов. Использование таких инфраструктурных решений позволяет снизить объём дублирования измерений, упростить ввод системы в эксплуатацию и повысить её экономическую эффективность. Важным условием успешной реализации САОН является организация передачи информации от измерительных модулей к модулю сбора и предварительной обработки данных по высокоскоростным каналам связи. Такой подход является альтернативой традиционным каналам связи и позволяет не только повысить качество и скорость обмена, но и существенно сократить затраты на внедрение системы, включая дальнейшие возможности масштабирования, включая расширение функционального перечня алгоритмов и подключение новых измерительных модулей.

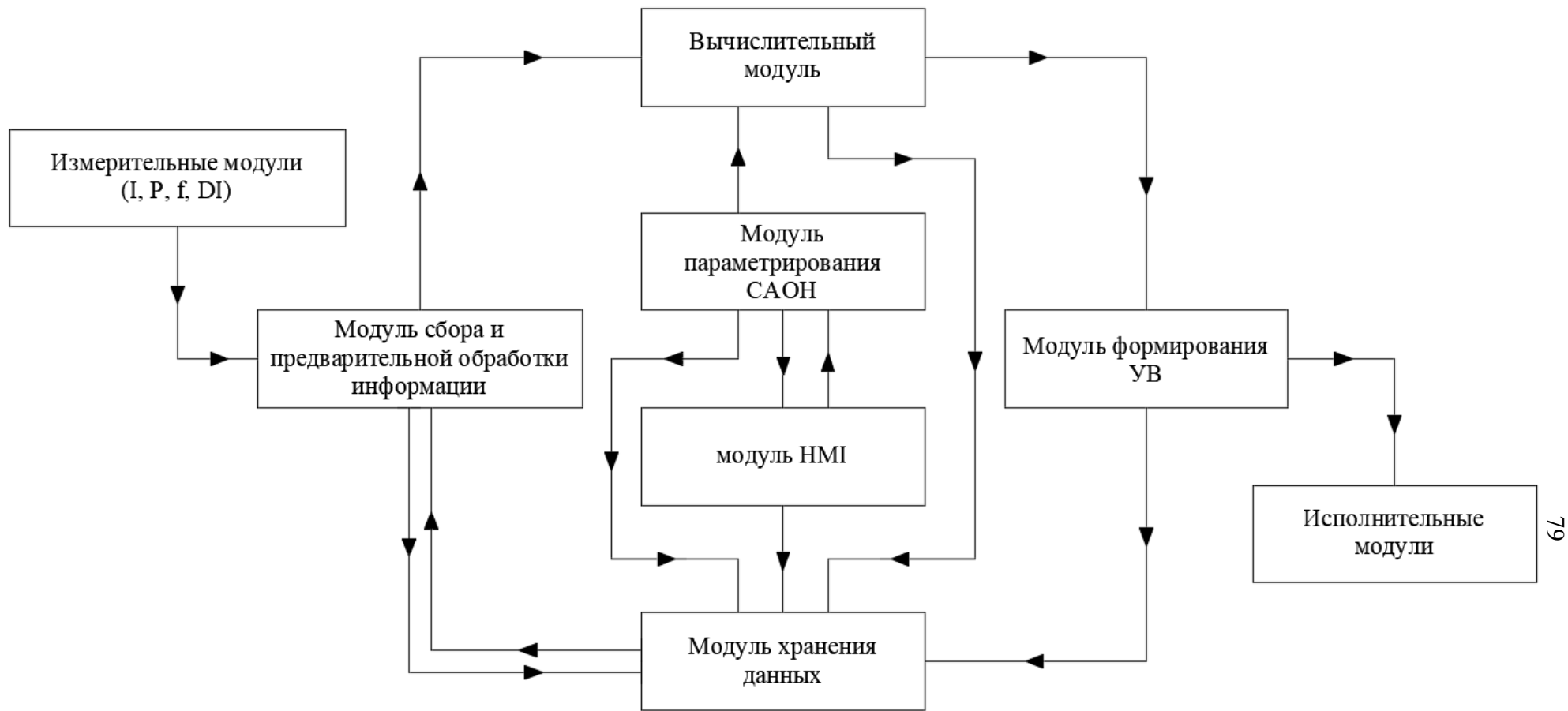


Рисунок 3.1 – Состав структуры системы автоматического отключения нагрузки

Организация взаимодействия измерительных модулей и модуля сбора и предварительной обработки информации заключается в определении состава пакетов данных и набора информации в них. Для снижения загрузки каналов связи и исключения избыточного трафика в каждом пакете данных должны содержаться данные по одному циклу измерений всех необходимых параметров. При этом обеспечивается синхронность измерений, упрощение обработки поступающей информации и повышение устойчивости работы системы в целом.

Модуль сбора и предварительной обработки информации является функциональным элементом, обеспечивающим взаимодействие между измерительными модулями и вычислительным модулем, реализующим основные алгоритмы САОН. Основным назначением модуля является упорядочивание поступающих сигналов, их приведение к унифицированному виду, формирование и сохранение информации для последующего анализа.

Кроме того, в состав задач модуля сбора и предварительной обработки информации входит инициализация опроса измерительных устройств по каналам связи. Реализация сбора и предварительной обработки информации предполагает наличие механизмов синхронизации обмена и контроля полноты полученных данных, что обеспечивает непрерывность контролируемого информационного потока. Кроме того, модуль должен предоставлять возможность опроса информационных систем, обеспечивая получение данных не только от измерительных модулей, но и от существующих SCADA-систем, систем мониторинга и диспетчеризации распределительной сети, а также систем управления НЭ, работающих в составе АЭК (при их наличии). Такая функциональность позволяет интегрировать САОН в существующую цифровую инфраструктуру и значительно увеличить возможности для дальнейшего расширения объёма собираемой информации в АЭК для модификации или обновления алгоритмов.

Помимо опроса датчиков и приёма данных, модуль выполняет преобразование поступающих пакетов информации к виду, удобному для обработки вычислительным модулем. Преобразование данных предусматривает

унификацию форматов, синхронизацию временных меток, а также удаление некорректных или избыточных значений. В результате формируются унифицированные массивы данных, что позволяет корректно работать алгоритмам анализа и повышать достоверность принимаемых системой решений.

Модуль НМІ предусматривается для организации взаимодействия оператора с САОН. Этот модуль выполняет функцию промежуточного звена между оператором и модулями параметрирования и хранения данных. Взаимодействие с модулем параметрирования САОН обеспечивает введение в САОН информации о сети, её компонентах и редактирования конфигурационных файлов. Взаимодействие с модулем хранения данных позволяет проводить ретроспективный анализ аварийных событий и работы САОН, а также получать информацию о предшествующих режимах работы системы.

Основным назначением модуля НМІ является визуализация состояния элементов используемой системы, представление оператору текущих параметров энергосети и предоставление инструментов для изменения настроек. Через интерфейс реализуется доступ к функциям наблюдения, регистрации событий и формирования управляющих команд в пределах, предусмотренных системой. Это обеспечивает прозрачность функционирования системы и позволяет оператору контролировать корректность её работы. Также доступ к функциям модуля НМІ подлежит контролю посредством механизмов идентификации и аутентификации, предусматривающих разграничение операторских и административных прав.

Основной задачей модуля НМІ является обеспечение удобства и безопасности эксплуатации. Использование стандартных средств отображения информации и унифицированных форм представления структурированных данных позволяет минимизировать вероятность ошибок при контроле, диагностике и управлении обслуживающим персоналом. Таким образом, модуль НМІ формирует единое информационное поле для взаимодействия оператора и САОН, являясь необходимым компонентом архитектуры системы.

Модуль параметрирования САОН является компонентом архитектуры, обеспечивающим хранение и структурирование исходных данных, необходимых

для функционирования вычислительного модуля. Его основная задача заключается в формализации и предоставлении оперативному персоналу и на верхний иерархический уровень информации об объектах АЭК и их составе.

Во-первых, этот модуль хранит все необходимые сведения об объектах АЭК и ЭПУ, включая количество и мощность подключенных нагрузок, их распределение по объектам, а также принадлежность каждой нагрузки к категории «неуправляемых». Эта информация позволяет учитывать топологию энергосистемы при расчётах и формировании УВ.

Во-вторых, в модуле фиксируется информация о ГУ, входящих в состав АЭК: количество установок, их номинальные параметры, диапазоны регулирования, значения допустимой скорости изменения мощности ГУ и т.д. Аналогично, в модуле содержится информация о НЭ, включая такие параметры как количество запасённой энергии, номинальные значения мощности и энергоёмкости, а также условия их использования в режиме регулирования нагрузки.

В-третьих, модуль параметрирования содержит постоянные величины, используемые вычислительным модулем для корректной работы алгоритмов. К числу таких параметров относятся значения разрешённой мощности, получаемой АЭК от энергосистемы, разрешённой мощности отдельных объектов, входящих в АЭК, и иные величины, необходимые для реализации алгоритмов САОН.

Также модуль параметрирования выполняет функцию централизованного хранилища начальных уставок, которые являются информацией, задаваемой при настройке системы и является исходной для работы вычислительного модуля. Размещение всех данных в одном блоке позволяет обеспечить единообразие исходных параметров для всех алгоритмов и исключить несогласованность при их использовании. Обновление и редактирование информации осуществляется через модуль НМІ с применением механизмов разграничения прав доступа, что исключает возможность несанкционированного вмешательства.

Основной функцией вычислительного модуля является реализация алгоритмов ограничения потребления мощности АЭК и его объектов в

соответствии с установленными разрешёнными параметрами. Кроме того, модуль определяет режим функционирования АЭК (автономный или параллельный), осуществляет контроль величины резерва мощности и определяет необходимость его использования.

Являясь центральным элементом архитектуры САОН, вычислительный модуль выполняет ключевые функции по обработке информации и принятию решений. В его задачи входит обработка данных, поступающих от модуля сбора и предварительной обработки информации и формирование на их основе команд управления для модуля формирования УВ и передача информации в модуль хранения данных.

В случае возникновения условия пуска САОН вычислительный модуль определяет оптимальный объём нагрузки, подлежащей отключению в случае возникновения дефицита активной мощности, и формирует состав управляемых ЭПУ, на которые следует подать УВ. Для решения этой задачи предусматривается использование как методов полного перебора (при заранее определенном числе управляемых ЭПУ), так и с помощью ГА, позволяющего эффективно решать задачу в корректные сроки при увеличении размерности. Модульная архитектура САОН позволяет интегрировать в вычислительный модуль отличные от предложенных методы решения задачи выбора объема и состава ОН при согласовании входных и выходных данных на смежные модули САОН,

Дополнительно вычислительный модуль обеспечивает функции самоконтроля и диагностики, включая проверку корректности поступающих данных и контроль времени выполнения алгоритмов. Результаты вычислений и принятые решения подлежат обязательному сохранению в модуле хранения данных для последующего анализа, который обеспечивает возможность анализа результатов оператором, а также при последующем анализе работы САОН.

Для завершения цикла работы САОН в результате своей работы вычислительный модуль формирует итоговый перечень ЭПУ для передачи в модуль формирования УВ.

Модуль формирования УВ принимает перечень ЭПУ, выбранный для отключения, и обеспечивает формирование конкретных команд управления на исполнительные модули. Его назначение заключается в реализации решений, выработанных вычислительным модулем, путём формирования команд и передачи их исполнительным устройствам.

Основной задачей модуля формирования УВ является реализация перечня отключаемых ЭПУ, сформированного вычислительным модулем. На основании полученного перечня модуль формирует команды ОН. Сформированные команды передаются по интерфейсам связи в исполнительные модули, обеспечивающие физическую реализацию УВ на оборудование. Важным требованием к модулю является поддержка стандартных протоколов обмена, что необходимо для обеспечения совместимости с различными типами исполнительных устройств и минимизирует затраты на внедрение системы.

Дополнительно модуль формирования УВ должен обеспечивать возможность передачи управляющих команд не только в исполнительные модули, но и во внешние SCADA-системы при наличии в них соответствующего функционала. Такая организация позволяет реализовать как непосредственное ОН на уровне исполнительных устройств, так и передачу диспетчерских команд на удалённые объекты, что повышает гибкость эксплуатации системы и упрощает интеграцию САОН в общую инфраструктуру управления АЭЖ.

Исполнительные модули завершают функциональную цепочку архитектуры САОН и обеспечивают непосредственную реализацию УВ. Их основное назначение заключается в приёме команд ОН, формируемых модулем УВ, и последующей передаче этих команд на коммутационное оборудование.

Основная задача исполнительных модулей состоит в корректном приёме УВ по интерфейсам связи от модуля формирования УВ и их преобразовании в форму, согласованную с установленным на объекте коммутационным оборудованием. В результате обеспечивается выполнение операций по воздействию на ЭПУ в соответствии с заданием, определённым вычислительным модулем.

Исполнительные модули могут представлять собой устройства различного исполнения, однако обязательным условием их применения является поддержка промышленных интерфейсов по цифровым каналам связи для приёма команд от модуля формирования УВ и возможность их трансляции непосредственно на КА или блоки управления КА. Унификация интерфейсов необходима для исключения зависимости от конкретного типа исполнительного устройства и упрощает замену или расширение состава оборудования в процессе эксплуатации, тем самым обеспечивая масштабируемость на уровне исполнительных модулей. Такая организация обеспечивает совместимость с различными типами выключателей, контакторов и других КА, чем достигается необходимый уровень универсальности и надёжности работы системы.

Особенно следует отметить модуль хранения данных, выполняющий функцию централизованного архива САОН и предназначенный для фиксации всех значимых событий, происходящих в процессе её функционирования. Ключевой задачей модуля хранения данных является приём информации от других функциональных модулей и сохранение её в энергонезависимой памяти для последующего анализа, диагностики и документирования, используя средства доступа из модуля НМІ.

К числу источников данных относятся:

1. модуль НМІ, предоставляющий сведения о действиях оператора, изменениях уставок и событиях взаимодействия с интерфейсом;
2. модуль сбора и предварительной обработки информации, передающий результаты измерений и данные, поступающие от внешних информационных систем;
3. модуль параметрирования САОН, формирующий статистическую информацию об объектах АЭЖ, нагрузках, ГУ и НЭ, а также об изменении параметров режима действиями оператора;
4. вычислительный модуль, предоставляющий результаты анализа режимов, оптимизации состава отключаемых нагрузок и выбора ЭПУ;

5. модуль формирования УВ, передающий выработанные команды на исполнительные модули.

Хранение информации в энергонезависимой памяти обеспечивает её сохранность как при системных сбоях, так и при отключениях питания, что имеет большое значение для обеспечения надёжности системы. Наличие полного архива событий позволяет выполнять ретроспективный анализ работы системы, сопровождающейся действием САОН, осуществлять расследование аварийных ситуаций, подтверждать корректность работы алгоритмов, а также использовать накопленные данные для совершенствования системы. Модуль хранения данных является важным элементом САОН, обеспечивающим информационную целостность и прозрачность функционирования комплекса.

В таблице 3.1 представлен функциональный состав описанных модулей.

Таблица 3.1 – Функциональный состав модулей САОН

№ п/п	Наименование модуля	Функции модуля
1	Измерительные модули (I, P, f, DI)	считывание дискретных величин
		измерение аналоговых величин
		формирование пакетов данных на отправку
2	Модуль сбора и предварительной обработки информации	опрос измерительных устройств
		опрос систем УИС
		прием данных от измерительных модулей (SCADA-систем) по протоколам связи
		преобразование пакетов данных к стандартизированному виду
3	Вычислительный модуль	обработка данных от модуля сбора и предварительной обработки информации
		протоколирование событий и значений
		контроль ограничения потребления объектов АЭК
4	Модуль НМІ	определение режима работы АЭК
		контроль резерва мощности
		расчет величины и состава ОН
		принятия решений
		формирования перечня ЭПУ к отключению при выдаче УВ
5	Модуль параметрирования САОН	хранение информации об объектах АЭК и ЭПУ АЭК в их составе
		хранение информации о составе оборудования АЭК и его характеристиках
		хранение параметрических данных для вычислительного модуля

Продолжение таблицы 3.1

6	Модуль формирования УВ	обработка перечня ЭПУ от вычислительного модуля
		формирование команд ОН для ЭПУ
		передача команд ОН по интерфейсам связи на исполнительные модули (в SCADA-систему)
7	Модуль хранения данных	прием информации от других функциональных модулей
		архивирование информации и сохранение ее в энергонезависимой памяти
		передача накопленной информации в модуль НМІ для дальнейшего анализа оператором
8	Исполнительные модули	прием команды ОН для ЭПУ по интерфейсам связи
		формирование управляющих команд на коммутационное оборудование по используемым протоколам связи

3.2 Обоснование целесообразности применения генетического алгоритма в задачах управления нагрузкой

Высокие темпы цифровизации электроэнергетики позволяют существенно снизить избыточные УВ при работе САОН благодаря контролю потребления ЭПУ в режиме реального времени. По этой причине при разработке устройств противоаварийного управления стоит задача в режиме реального времени определять минимально необходимый, но достаточный объем УВ. В условиях большой размерности решение такой задачи может потребовать значительного времени на принятие решения, что может существенно снизить эффект по сравнению с желаемым. При постановке задачи оптимизации состава и объема отключаемой нагрузки одним из инструментов, прежде всего используемых для решения такого рода задачи, является аппарат дискретного программирования.

В [34] предложена модель для определения оптимальных состава и объема отключаемой нагрузки в изолированном микрогриде, направленная на получение максимального значения интегрального показателя удовлетворенности потребителей при ограничениях по балансу мощности. Задача сводится к смешанно-целочисленному линейному программированию (СЦЛП), выполняемому в среде IBM CPLEX, а обмен между элементами системы реализован на платформе JADE, имеющей мультиагентную архитектуру.

Приведённые авторами результаты моделирования подтвердили эффективность подхода, обеспечивающего повышение суммарной удовлетворённости участников сети и сокращение времени вычислений по сравнению с традиционными алгоритмами распределения нагрузки.

В работе [35] рассматривается задача определения оптимальных состава и мощности отключаемой нагрузки в микрогриде при неопределённости параметров нагрузки и генерации, описанных с использованием нечетких множеств и теории возможностей. Задача отключения нагрузки решается средствами иерархической оптимизации, при которой приоритеты потребителей учитываются в многоуровневой постановке. При использовании СЦПП достигается эффект повышения надёжности функционирования микрогридов после аварийных возмущений за счёт более точного учёта входных данных в условиях неопределённости, а также снижения вычислительной трудоёмкости по сравнению с классическими методами оптимизации. В работах [36, 37] акцент делается на более тщательное моделирование исследуемого объекта, но при поиске оптимального состава и количества отключаемых нагрузок также используется СЦПП.

В [38] предложен метод использования СЦПП, в котором ОН осуществляется с учётом количественных показателей, характеризующих влияние отдельных потребителей на послеаварийный режим системы. Эти показатели позволяют выделить элементы, наиболее подверженные риску потери устойчивости электроснабжения, и сформировать последовательность их отключения. Такой подход даёт возможность уменьшить суммарный сброс мощности и при этом сохранить работоспособность ключевых узлов.

Похожий принцип применения СЦПП использован в [39], в котором система оптимизации направлена на сокращение величины и длительности отклонений параметров энергосистемы после аварийных возмущений. При рассмотрении задачи используются критерии, связанные не только с минимизацией отключаемой мощности, но и с обеспечением более быстрого восстановления параметров режима до допустимых значений. Это позволяет

повысить надёжность функционирования сети за счёт наиболее рационального распределения отключений среди потребителей.

Другим направлением являются алгоритмы метода роя частиц (МРЧ) и их гибридные модификации. В работе [40] применен МРЧ для построения оптимальной схемы отключения нагрузки, в котором минимизируется её объём при соблюдении эксплуатационных ограничений. В [41] предложен многоэтапный алгоритм, в котором МРЧ используется совместно с прогнозируемыми данными нагрузки, что обеспечивает более эффективное реагирование на аварийные ситуации по сравнению с традиционными схемами АЧР. Работа [42] посвящена разработке многокритериальной системы отключения нагрузки, сочетающей дискретный МРЧ с механизмами нечёткой логики для нахождения множества оптимальных решений по нескольким критериям, используемым совместно.

Необходимо также упомянуть о методах решения задач отключения нагрузки, основанных на машинном обучении. В работе [43] показано, что модели машинного обучения позволяют выстраивать стратегию многократного отключения нагрузки при снижении частоты, повышая адаптивность и быстродействие. В работе [44] предложена методика определения необходимой мощности отключаемой нагрузки в малых энергосистемах с использованием моделей искусственного интеллекта, основанных на реальных данных, полученных при эксплуатации. Эти подходы подтверждают перспективность применения интеллектуальных инструментов в САОН, работающих в локальных изолированных энергосистемах, однако они требуют значительного объёма репрезентативных данных для обучения и могут быть чувствительны к изменению условий.

Также инструментом, который позволяет проводить анализ, являются искусственные нейронные сети (ИНС). Они нашли применение в различных областях энергетики, но в основном используются для прогнозирования электропотребления [45], объёмов выдачи электрической мощности электрическими станциями на основе ВИЭ, а также при решении задачи

распределения потоков мощности в электрической сети [46]. При этом ИНС не получили широкого распространения в системах противоаварийного управления.

Тем не менее, в [47] авторы, используя данные о режимах работы исследуемой сети, её характеристики, осуществили обучение ИНС, что позволило в последующем быстро получать решение задачи управления нагрузкой, то есть по её оптимизации.

ГА относится к эвристическим алгоритмам. Поэтому его можно использовать при решении широкого класса многофункциональных комбинаторных задач оптимизации. Использование стохастического набора данных первого поколения, случайных родителей и мутаций позволяет избежать проблемы преждевременной сходимости (нахождение локального экстремума, а не глобального). Это делает его перспективным для широкого применения в задачах оптимизации [48].

Использование ГА для решения задач оптимизации в области электроэнергетики не является новинкой. Отечественные исследовательские организации используют ГА для решения таких задач как оптимизация размещения источников реактивной мощности [49, 50], проектирование систем электроснабжения [51], настройка автоматических регуляторов установок РГ [52, 53], оптимизация топологии сети с ВИЭ-генерацией [54], оптимизация режимов электрических сетей [55]. Важно отметить, что публикации по оптимизации работы САОН с использованием ГА в отечественной научной практике не встречаются. Однако, в мире существует множество работ, посвященных этой теме.

В [56] применён инструмент оптимизации, основанный на ГА, реализованных в среде MATLAB, позволяющий рассчитать необходимое снижение мощности нагрузки в узлах системы электроснабжения для недопущения перегрузки критически важного оборудования. Описанная авторами программа позволяет вычислять оптимальную мощность нагрузки, которую следует отключить для ликвидации перегрузки. В заключение авторы подчёркивают, что рассмотренные средства позволяют значительно ускорить

определение необходимой мощности отключаемой нагрузки по сравнению с методом полного перебора.

В [57] предлагается использовать программу, основанную на применении ГА, для уменьшения нагрузки в случае снижения частоты, которая действует по принципу автоматической частотной разгрузки, но с элементами адаптации к текущему режиму и использованием каналов связи для обеспечения централизованного непосредственного управления точечным отключением нагрузки. При моделировании получены результаты, которые превосходят по эффективности работы традиционные устройства АЧР, что указывает на целесообразность использования предлагаемого метода для решения подобных задач. Результаты аналогичных исследований приведены также в [58].

В [59] на основе ГА предложен инструмент для оценки перегрузок в узлах малой энергосистемы и выбора отключаемой мощности нагрузок в узлах потребления и устранения перегрузки генерирующего оборудования. В статье авторами отдельно подчёркивается, что эволюционные алгоритмы, ГА в частности, являются привлекательной альтернативой классическим методам оптимизации состава отключаемых нагрузок в предаварийных режимах.

В работе [60] предложен метод оптимального АЧР с применением ГА, установленный в энергосистеме Тайваня, в которой используется переменное напряжение частотой 60 Гц. Авторы исходят из того, что традиционная система АЧР создается эвристически, что нередко приводит к излишним отключениям или, наоборот, к недостаточному объёму отключаемой нагрузки. ГА применён для оптимизации как числа ступеней АЧР, так и мощности отключаемой нагрузки в каждой из них. В качестве целевой функции выбрана минимизация среднего коэффициента сброса нагрузки с дополнительными ограничениями по нижнему пределу частоты и допустимой длительности нахождения частоты системы ниже 59 Гц. Полученные результаты показали, что использование ГА позволяет снизить мощность отключаемой нагрузки на 30–60 % по сравнению с традиционной АЧР. Авторы делают вывод, что предложенный метод позволяет

проектировать и внедрять АЧР с большей эффективностью и меньшими издержками для потребителей.

В статье [61] рассмотрена энергосистема Макао, для которой потеря импорта электроэнергии может приводить к серьёзному дефициту мощности и риску блэкаута. Для выбора настроек АЧР предложен адаптивный метод, использующий ГА, позволяющий оптимизировать значения уставок по частоте, выдержек времени и мощности отключаемой нагрузки. При тестировании рассмотрено 120 сценариев аварийных возмущений при различных уровнях загрузки. Результаты тестирования показали, что АЧР, использующий ГА, обеспечивает меньшее снижение частоты, меньшую необходимую мощность ОН и сокращает время восстановления по сравнению с традиционным АЧР. Авторы подчёркивают, что использование ГА не только повышает надёжность ПА, но и значительно сокращает время определения оптимальных уставок. Аналогично в работе [62] использован ГА при выборе оптимальных уставок для АЧР.

Работа [63] посвящена многокритериальной оптимизации отключения нагрузки в локальных энергосистемах. В качестве критериев рассматриваются мощность отключаемой нагрузки и сумма значений расчётных коэффициентов в узлах нагрузки для обеспечения работы энергосистемы. Для поиска компромисса между рассматриваемыми критериями использован ГА. Наборы отключаемых нагрузок кодируются в хромосомах, а целевая функция представляет собой сумму по всем критериям оптимизации. Полученные результаты свидетельствуют о том, что предложенный метод снижает вероятность перегрузки сетевого оборудования и сокращает объём отключаемой мощности, не затрагивая объекты критически важной инфраструктуры.

В исследовании [64] предложена гибридная модификация, объединяющая ГА и МРЧ. Авторы указывают на взаимодополняющий характер этих методов, что ГА эффективен при поиске глобального оптимума, однако характеризуется низкой сходимостью, а МРЧ позволяет быстро получить все локальные решения, но склонен к преждевременной остановке. В экспериментах гибридная модель

показала преимущество над каждым из составляющих методов в отдельности по качеству и по скорости нахождения решений.

В работе [65] представлен вариант ГА с многопопуляционной структурой. Каждая популяция эволюционирует независимо, периодически обмениваясь особями с остальными. Такая организация поиска поддерживает разнообразие решений и снижает риск преждевременной сходимости к локальному оптимуму. Проведённые эксперименты показали, что параллельное ведение нескольких популяций ускоряет нахождение глобального оптимума и повышает точность решений при увеличении размерности задачи. Однако в таком случае появляется необходимость в параллельных вычислениях, что повышает затраты на внедрение и разработку алгоритмов.

В исследовании [66] ГА изучено применение для определения уставок АЧР в автономных энергосистемах с различными параметрами нагрузок. Целевая функция состоит в минимизации отключаемой мощности и минимизации отклонения частоты от номинальных параметров. Результаты подтвердили работоспособность метода в условиях изменяющегося режима потребления.

В работе [67] ГА использован как инструмент поиска комбинаций отключаемых нагрузок, позволяющих уменьшить риск снижения коэффициентов запаса статической устойчивости двигательной нагрузки по напряжению в узлах энергосистемы. Результаты моделирования показали, что применение ГА даёт возможность находить решения, предотвращающие развитие аварийных ситуаций и уменьшающие риск коллапса, в то время как традиционные линейные методы оптимизации в подобных условиях оказываются недостаточно эффективными.

Поскольку ГА является инструментом, применяемым в большинстве случаев для функциональной оптимизации [68], то его использование возможно не только в качестве единственного инструмента, но и совместно с другими, например, с основанными на использовании ИНС [69, 70, 71] или с применением алгоритмов обработки нечётких множеств [72].

В зарубежных работах [73...85] наблюдается тенденция использования ГА в качестве инструмента при решении задач оптимизации объёма отключаемой нагрузки и предотвращения перегрузки генерирующего оборудования. Это связано с тем, что подобные задачи относятся к классу комбинаторной оптимизации с дискретными переменными и множеством ограничений, где классические методы математического программирования требуют избыточно строгих формализаций и значительных вычислительных затрат. На этом фоне ГА зарекомендовал себя как инструмент, позволяющий находить близкие к оптимальным решения при разумных временных затратах и адаптации к различным критериям — от минимизации отключаемой мощности до учёта ценности присоединений и устойчивости электроснабжения.

Проанализированные работы служат подтверждением конкурентоспособности ГА в задачах со схожей постановкой, что и обусловило его выбор в качестве основного инструмента для дальнейших исследований. Отдельно стоит отметить, что наряду с ГА активно рассматриваются МРЧ и алгоритмы машинного обучения, однако именно ГА стал наиболее распространённым подходом. Среди его преимуществ стоит отметить возможность глобального поиска, отсутствие зависимости от аналитических свойств целевой функции, возможность применения параллельных вычислений и высокую гибкость для кодирования структур. Именно этим и обусловлен выбор ГА как инструмента при проведении дальнейших исследований.

3.3 Программные компоненты системы автоматического отключения нагрузки

Для формирования принципов функционирования необходима дальнейшая разработка структурной схемы САОН. Схема отражает логическую последовательность действий, а в последствии и взаимосвязь между отдельными модулями, которые задействованы в обработке данных, принятии решений и

определении УВ. В приложении «А» приведена обобщенная структурная схема САОН, состоящая из 27 блоков.

В нормальном режиме работы САОН в начале цикла в модуле сбора и предварительной обработки информации (СиПОИ) исполнительных устройств (SCADA-систем) осуществляется опрос состояния первичного оборудования, режима работы АЭК и параметров режима НЭ (блок 1). Это необходимо для обеспечения полноты исходных данных при расчёте и последующем принятии решений.

Затем в блоке 2 осуществляется запуск алгоритма распознавания аварий первичного оборудования АЭК. Этот алгоритм устанавливает факт возникновения повреждения или ненормального режима из заранее определенного перечня расчетных аварий (сценариев), которые формируются САОН в предыдущем цикле её работы (блоки 15-18). В блоке 3 выполняется ветвление: в случае определения блоком 2 аварии из перечня сценариев, заранее просчитанных в блоках 15-18, работа выполняется логическими блоками 4 и 5, то есть осуществляется формирование списка ЭПУ на отключение по просчитанным сценариям и выдача УВ. Этот метод ускорения работы САОН по перечню заранее рассчитанных вариантов аварийных возмущений соответствует концепции «I-ДО» [14].

В случае отсутствия аварийных возмущений, после прохождения блока 3 осуществляется определение мощности, потребляемой объектами АЭК, блоком 6 в соответствии с договорными отношениями участников АЭК. Затем выполняется проверка величины превышения фактической потребляемой мощности объектами АЭК над величиной их разрешенной мощности (блок 7), и в случае превышения потребления, блоками 8 и 9 осуществляется запуск алгоритма расчёта и отключения ЭПУ внутри объекта АЭК. В случае одновременного нарушения правил блока 7 для нескольких объектов АЭК. осуществляется выполнение алгоритма САОН несколько раз по циклу блоков 7-8-9 до тех пор, пока потребление ни одного объекта АЭК не перестаёт превышать величину разрешенной мощности для него.

Отдельно следует отметить, что блок 8 запускает алгоритм расчёта и отключения ЭПУ внутри объекта АЭК. Если в составе объекта АЭК более 20 ЭПУ (область решений оказывается более 2^{20}), которые одновременно находятся в работе, их мощности потребления известны, они управляемы и их разрешено отключать дистанционно, то расчёт выполняется с использованием ГА. При меньшем числе управляемых ЭПУ выполняется решение методом полного перебора. Также может быть использован гибридный алгоритм расчета, реализующий предварительное сравнение времени работы ГА и метода полного перебора при определенном числе ЭПУ и параметрах ГА при неизменных операторах ГА для выявления меньших затрат по времени при запуске метода полного перебора, как более приоритетного. Он заключается в построении зависимости $f(ga_p)$ при изменении количества особей ГА в поколении и количества поколений ГА (рисунок 3.2). На рисунке 3.3 приведена структурная схема рассматриваемого алгоритма.

Блоком 10 выполняется определение режима работы АЭК: параллельный или автономный. Действие этого блока основано на определении состояния линий связи между АЭК и ЕЭС, и его работа может быть кратко описана следующим образом: если линии связи отключены, то АЭК работает в автономном режиме, и наоборот, если линии связи отключены, то АЭК работает в параллельном режиме. Определение состояния линий связи выполняется отдельным алгоритмом фиксации отключения линии (ФОЛ), повторяющим алгоритм устройств ФОЛ, используемых в системах ПА [86].

При работе АЭК в параллельном режиме, выполняется проверка превышения величины активной мощности перетока по линиям связи над разрешённой. При превышении допустимого значения мощности блоками 12 и 13 осуществляется запуск алгоритма расчета мощности, подлежащей отключению, определению отключаемых ЭПУ внутри АЭК и выдача УВ ОН на коммутационное оборудование.

Если же величина активной мощности перетока по линиям связи не превышает разрешенную величину, то блоком 14 выполняется запуск алгоритма предварительного расчёта УВ ОН по сценариям блоков 15...18.

Блок 15: алгоритм расчёта режима: отключение линий связи АЭК – ЕЭС (производится, если АЭК находится в параллельном режиме работы).

Блок 16: алгоритм расчёта режима: отключение одного из генераторов в составе АЭК (производится вне зависимости от режима работы АЭК).

Блок 17: алгоритм расчёта режима: отключение СШ, на которую работают ГУ генерирующего объекта, действующего в составе АЭК (производится вне зависимости от режима работы АЭК).

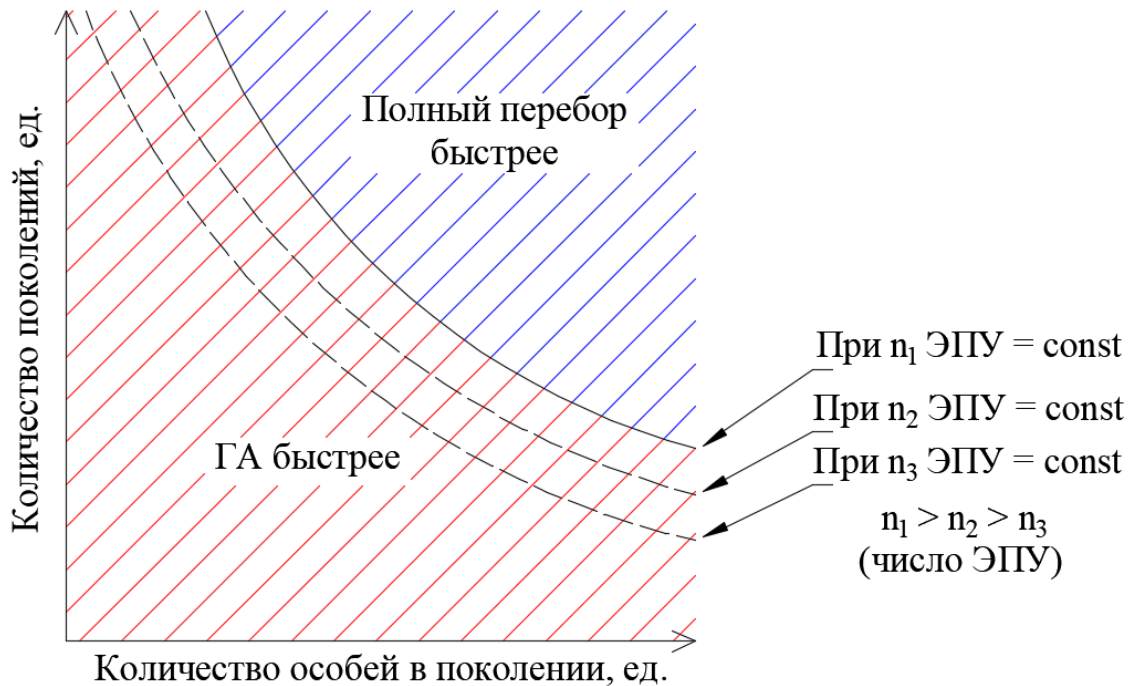


Рисунок 3.2 – Вид зависимости $f(ga_p)$ при различном количестве ЭПУ в АЭК

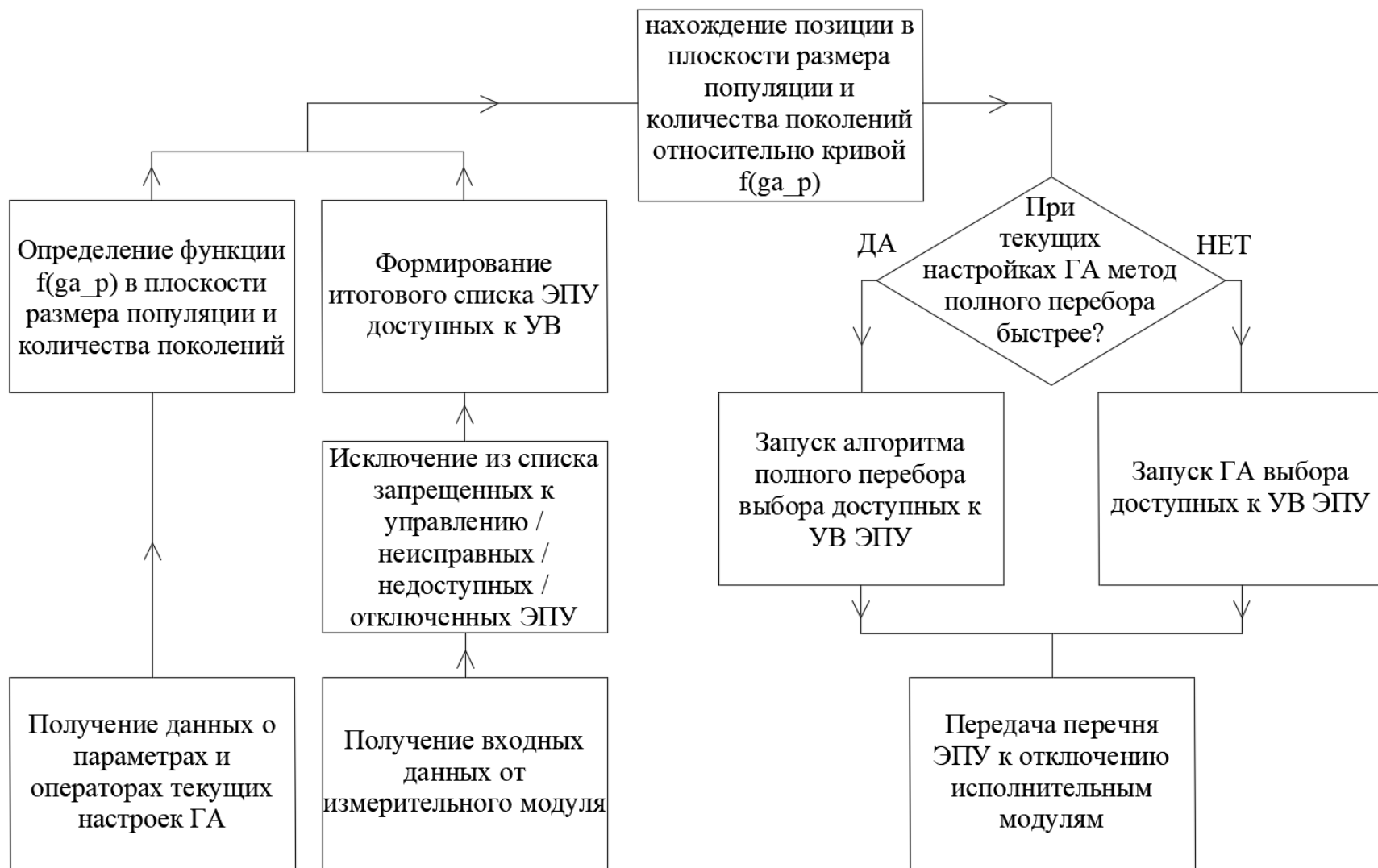


Рисунок 3.3 – Структурная схема гибридного алгоритма выбора метода решения задачи САОН

Блок 18: алгоритм расчёта режима: отключение НЭ, работающего в режиме выдачи активной мощности в АЭК (это действие выполняется вне зависимости от режима работы АЭК, если осуществляется выдача активной мощности НЭ во время текущего цикла работы САОН).

Алгоритм предварительного расчёта УВ ОН необходим для ускорения работы САОН в случае возникновения одного из типовых возмущений (блоки 3-4-5) и позволяет ускорить работу автоматики при появлении возмущающих воздействий. Логика работы САОН такова, что перечень УВ ОН на типовые возмущения является актуальным в течение ограниченного периода времени, в течение которого УВ заново рассчитываются в соответствии с обновлёнными данными, получаемыми от измерительных модулей (или SCADA-систем) и используемыми на следующем временном отрезке и такой цикл повторяется в дальнейшем. Концепция сохранения актуальности решений типовых возмущений в течение времени до появления следующих решений представлена на рисунке 3.4. Повторный расчёт УВ ОН может продолжаться дольше цикла работы САОН по другим блокам, поэтому для ускорения работы САОН, блоки предварительных расчётов УВ ОН САОН (блоки 15...18) должны выполняться независимо от основной программы САОН (в фоновом режиме).

В зависимости от используемых параметров и операторов ГА время расчёта УВ ОН может варьироваться и составляет Δt_1 . Совокупное время решения всех вариантов сценариев составляет Δt_2 , которое является суммарным временем выполнения всех расчётов n по блокам сценариев расчёта. В примере на рисунке 3.4 итоговое время расчёта по всем сценариям составит:

$$\Delta t_2 = n \cdot \Delta t_1.$$

Шаг по времени повторного расчета УВ ОН устанавливается отдельно. Частота обновления УВ ОН не может превышать $\frac{1}{\Delta t_2}$ в секунду, что соответствует минимальному временному интервалу между последовательными вычислениями, при котором $\Delta t_4 = 0$.

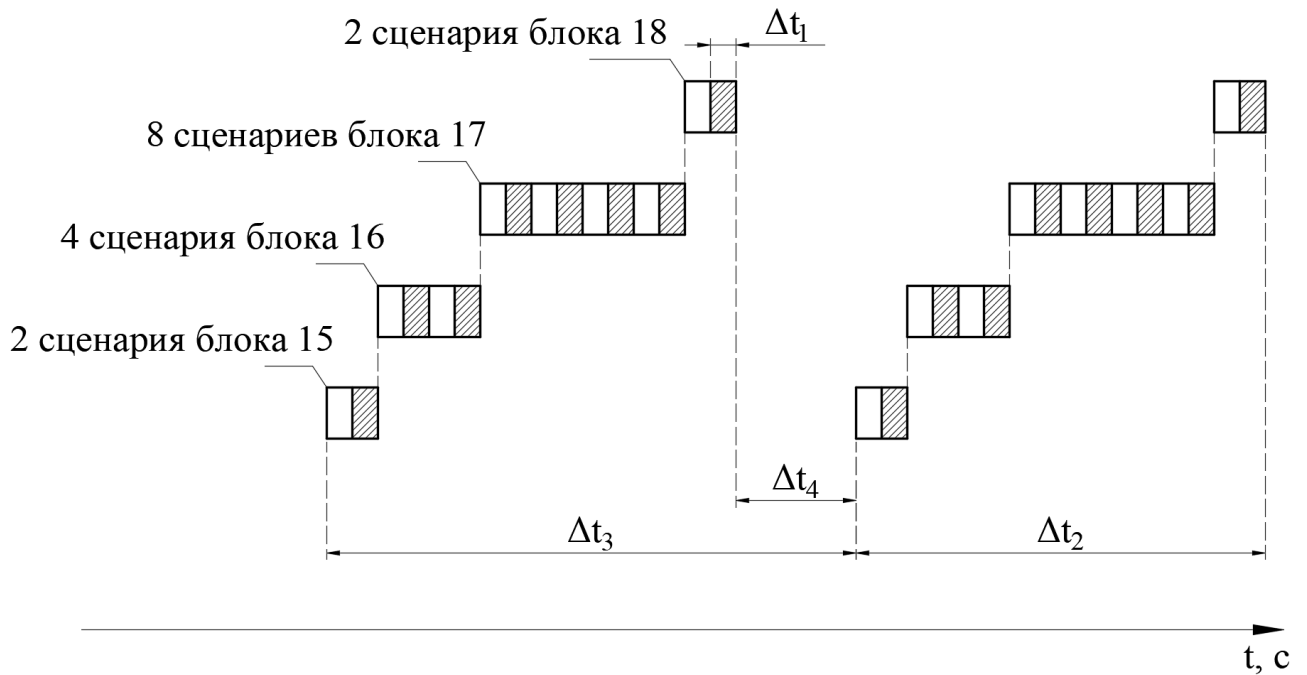


Рисунок 3.4 – Временная диаграмма алгоритма предварительного расчёта УВ ОН

Также необходимо отметить, что алгоритм предварительного расчёта УВ ОН учитывает резервы мощности, в качестве которых могут быть использованы ГУ, НЭ и линиями связи АЭК-ЕЭС, для покрытия дефицита активной мощности, возникшего в результате типового возмущения. Именно для этого и вводятся в САОН номинальные параметры ГУ по маневренности, ограничения перетока по линиям связи, величины максимальной выдачи мощности НЭ и доступное количество энергии, оставшейся в НЭ. И только в случае невозможности покрытия дефицита активной мощности за счёт перечисленных мероприятий САОН выдаёт заранее сформированные УВ ОН. Пример работы САОН при отключении линии связи АЭК-ЕЭС при наличии перетока в сторону АЭК представлен в приложении «Б».

Особенностью расчётов по алгоритмам блоков 15...18 является то, что они могут проводиться независимо друг от друга, что позволяет использовать аппарат параллельных вычислений и повысить частоту формирования подготовленных обновлений УВ ОН системы.

После завершения расчёта по алгоритмам в блоках 15...18 выполняется запоминание полученных решений для использования в работе САОН на следующем программном цикле.

В случае работы АЭК в автономном режиме (алгоритм блока 10), выполняется проверка частоты в системе (блок 19), которая сравнивается с уставками очередей АЧР. В случае отклонения частоты от номинальной в меньшую сторону ниже уставки i -й ступени АЧР осуществляется запуск алгоритма определения величины активной мощности к отключению (блок 25), а затем запускается алгоритм расчета мощности и выбора отключаемых ЭПУ внутри АЭК (блок 26), который формирует УВ ОН для ликвидации дефицита (блок 27).

При нахождении частоты в номинальных пределах, выполняется работа блока 20: расчёт достаточности резерва активной мощности для сохранения электроснабжения при выходе из строя любой ГУ. При наличии достаточного резерва осуществляется переход к блоку 14. При недостаточности резерва запускается алгоритм расчёта необходимого резерва активной мощности в автономном режиме работы АЭК (блок 21). При этом осуществляется расчёт УВ ОН, уменьшающий нагрузку в АЭК. В случае разрешения диспетчером САОН выдачи УВ ОН для обеспечения резерва активной мощности (блок 22) выполняется выдача УВ ОН (блок 23). В случае отсутствия разрешения происходит выдача рекомендаций по составу отключаемых нагрузок для обеспечения необходимого резерва активной мощности АЭК в автономном режиме (блок 24).

В процессе функционирования САОН осуществляется попеременная работа нескольких важных алгоритмов, определяющих работу всей системы. Основными алгоритмами САОН являются:

1. Алгоритм распознавания аварий первичного оборудования АЭК;
2. Алгоритм предварительного расчета УВ ОН для различных вариантов изменения режима;

3. Алгоритм расчёта необходимого резерва активной мощности в автономном режиме АЭК;

4. Алгоритм расчета мощности и выбора отключаемых ЭПУ внутри АЭК (объекта АЭК).

Логическая схема алгоритма распознавания аварий первичного оборудования АЭК представлена на рисунках 3.5 и 3.6. Расшифровка логических входных и выходных сигналов представленного алгоритма распознавания аварий первичного оборудования АЭК приведена в таблице 3.2.

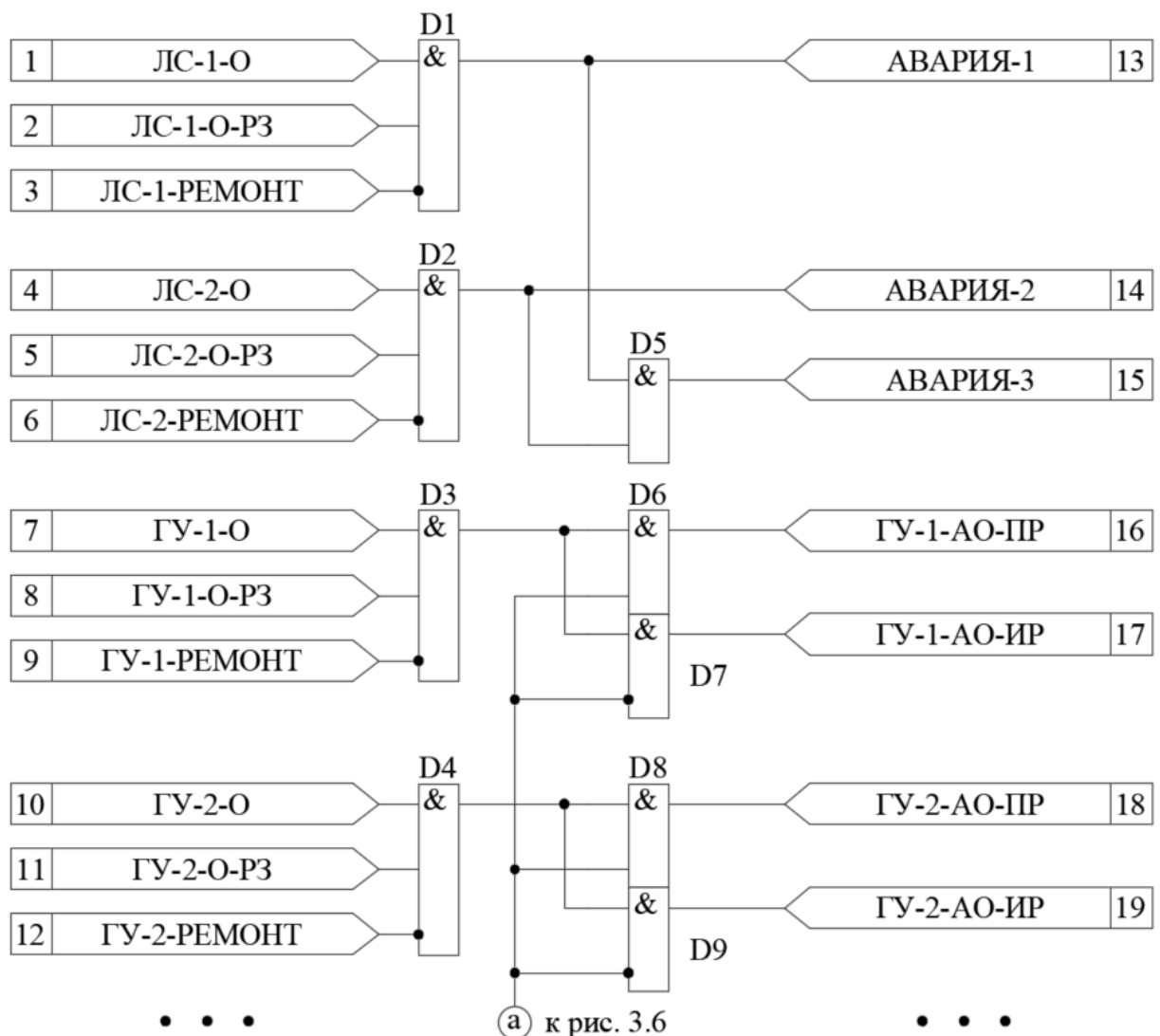


Рисунок 3.5 – Логическая схема алгоритма распознавания аварий первичного оборудования АЭК (начало)

Особенностью алгоритма является то, что он учитывает не только отключение элементов АЭЖ действиями релейной защиты, но и обслуживание оборудования в ремонтном состоянии, что предоставляет возможность в случае нахождения оборудования в ремонте или отработке действий устройств релейной защиты (РЗ) исключать ложные пуски алгоритма.

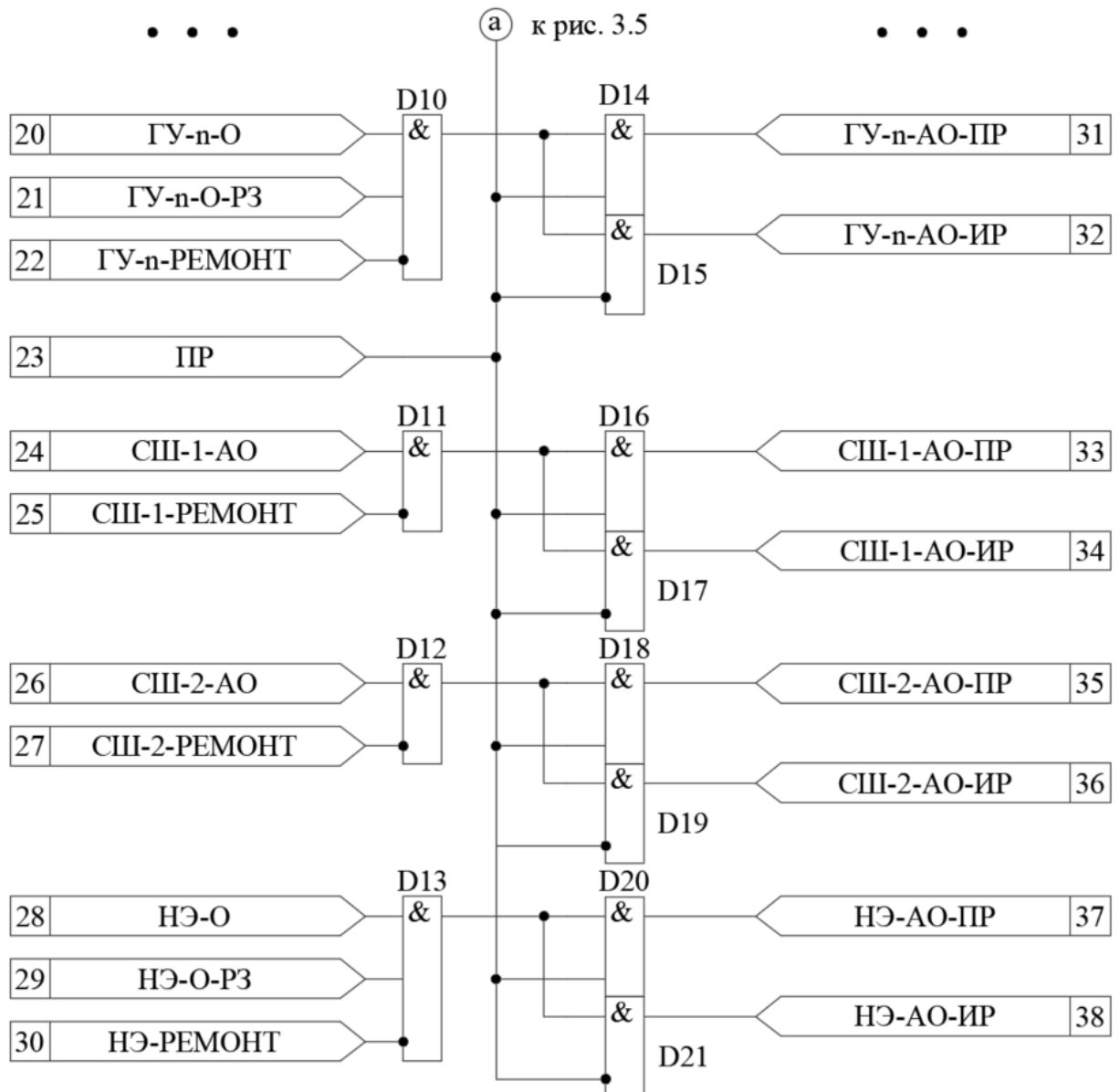


Рисунок 3.6 – Логическая схема алгоритма распознавания аварий первичного оборудования АЭЖ (окончание)

Таблица 3.2 – Описание входных и выходных логических сигналов алгоритма распознавания аварий первичного оборудования АЭК на рисунках 3.5 и 3.6.

№ п/п	Краткое наименование	Описание
Входные логические сигналы		
1	ЛС-1-О	Отключенное состояние линии связи 1
2	ЛС-1-О-РЗ	Линия связи 1 отключена от РЗ
3	ЛС-1-РЕМОНТ	Фиксация ремонта ключом фиксации для линии связи 1
4	ЛС-2-О	Отключенное состояние линии связи 2
5	ЛС-2-О-РЗ	Линия связи 2 отключена от РЗ
6	ЛС-2-РЕМОНТ	Фиксация ремонта ключом фиксации для линии связи 2
7	ГУ-1-О	ГУ № 1 отключенное состояние
8	ГУ-1-О-РЗ	ГУ № 1 отключен от РЗ
9	ГУ-1-РЕМОНТ	Фиксация ремонта ключом фиксации для ГУ № 1
10	ГУ-2-О	ГУ № 2 отключенное состояние
11	ГУ-2-О-РЗ	ГУ № 2 отключен от РЗ
12	ГУ-2-РЕМОНТ	Фиксация ремонта ключом фиксации для ГУ № 2
20	ГУ-n-О	ГУ № n отключенное состояние
21	ГУ-n-О-РЗ	ГУ № n отключен от РЗ
22	ГУ-n-РЕМОНТ	Фиксация ремонта ключом фиксации для ГУ № n
23	ПР	Параллельный режим работы АЭК
24	СШ-1-АО	Сигнал аварийного отключения 1 СШ
25	СШ-1-РЕМОНТ	Фиксация ремонта ключом фиксации для 1 СШ
26	СШ-2-АО	Сигнал аварийного отключения 2 СШ
27	СШ-2-РЕМОНТ	Фиксация ремонта ключом фиксации для 2 СШ
28	НЭ-О	Отключенное состояние ВВ НЭ
29	НЭ-О-РЗ	НЭ отключен от РЗ
30	НЭ-РЕМОНТ	Фиксация ремонта ключом фиксации для НЭ
Выходные логические сигналы		
13	АВАРИЯ-1	Сценарий отключения одной из линий связи произошел
14	АВАРИЯ-2	Сценарий отключения одной из линий связи произошел
15	АВАРИЯ-3	Сценарий внезапного перехода в автономный режим произошел
16	ГУ-1-АО-ПР	Аварийное отключение ГУ-1 в параллельном режиме АЭК
17	ГУ-1-АО-ИР	Аварийное отключение ГУ-1 в изолированном режиме АЭК
18	ГУ-2-АО-ПР	Аварийное отключение ГУ-2 в параллельном режиме АЭК
19	ГУ-2-АО-ИР	Аварийное отключение ГУ-2 в изолированном режиме АЭК
31	ГУ-n-АО-ПР	Аварийное отключение ГУ-n в параллельном режиме АЭК
32	ГУ-n-АО-ИР	Аварийное отключение ГУ-n в изолированном режиме АЭК
33	СШ-1-АО-ПР	Аварийное отключение 1 СШ в параллельном режиме АЭК
34	СШ-1-АО-ИР	Аварийное отключение 1 СШ в изолированном режиме АЭК
35	СШ-2-АО-ПР	Аварийное отключение 2 СШ в параллельном режиме АЭК
36	СШ-2-АО-ИР	Аварийное отключение 2 СШ в изолированном режиме АЭК
37	НЭ-АО-ПР	Аварийное отключение НЭ в параллельном режиме АЭК
38	НЭ-АО-ИР	Аварийное отключение НЭ в изолированном режиме АЭК

Алгоритм предварительного расчёта УВ ОН для различных режимов логически разделяется на три этапа: определение изменений параметров режима

типового возмущения (1), расчет максимального дефицита мощности при типовом возмущении (2), вычисление оптимальной комбинации ЭПУ для отключения по заранее определенному правилу (целевой функции) (3). Последний этап запускает алгоритм расчета мощности и выбора отключаемых ЭПУ внутри АЭК, который является отдельным алгоритмом, который будет рассмотрен в дальнейшем.

Этап определения изменений параметров режима при типовом возмущении основан на проверке дискретных выходных параметров алгоритма распознавания аварий первичного оборудования АЭК (рисунок 3.5).

Этап, на котором выполняется расчет максимального мгновенного дефицита мощности при типовом возмущении следует, рассмотреть более подробно. В нормальном режиме работы АЭК выполняется следующее равенство:

$$P_{л.св.} + \sum_i Q_{ГУ.i} \cdot P_{ГУ i} + P_{НЭ} = \sum_j Q_j \cdot P_{тек.ЭПУ j} + P_{пот.},$$

где $P_{л.св.}$ – активная мощность, получаемая АЭК из ЕЭС по линиям связи; $Q_{ГУ.i}$ – состояние выключателя i -ой ГУ (1 – включен, 0 – отключен); $P_{ГУ i}$ – текущая активная мощность, выдаваемая i -ой ГУ; $P_{НЭ}$ – активная мощность, выдаваемая НЭ (отрицательное значение свидетельствует о приёме энергии НЭ); Q_j – состояние выключателя j -го ЭПУ (1 – включен, 0 – отключен); $P_{тек.ЭПУ j}$ – текущее значение потребляемой активной мощности j -го ЭПУ комплекса; $P_{пот.}$ – текущая активная мощность потерь в распределительной сети АЭК и в первичном оборудовании (трансформаторы, реакторы и т.д.).

При моделировании типовых возмущений, алгоритм в зависимости от типа возмущения определяет необходимость отключения ЭПУ.

Алгоритм расчёта необходимого резерва активной мощности в автономном режиме АЭК необходим для поддержания такой величины потребления активной мощности ЭПУ, при которой обеспечивается поддержание устойчивой работы АЭК в автономном режиме при выходе из строя любой ГУ.

Условие запуска алгоритма в общем виде выглядит следующим образом:

$$P_{\text{тек.АЭК}} > \sum_i Q_{\text{ГУ},i} \cdot P_{\text{ГУ},i}^{\text{max}} - P_{\text{рез.}+},$$

где i – индекс ГУ, $P_{\text{тек.АЭК}}$ – текущее значение суммы потребляемой активной мощности потребителями АЭК и потерь активной мощности в распределительной сети АЭК; $P_{\text{ГУ},i}^{\text{max}}$ – верхняя граница регулировочного диапазона по активной мощности i -ой ГУ; $P_{\text{рез.}+}$ – величина резерва активной мощности.

Также необходимо учитывать ряд ограничений при определении диапазона допустимых значений потребляемой активной мощности после выдачи УВ как в алгоритме предварительного расчёта УВ ОН, так и для алгоритма расчета необходимого резерва активной мощности в автономном режиме АЭК, а именно: мощность отключаемой нагрузки должна быть больше либо равна недостатку резерва активной мощности, но меньше, либо равна максимально допустимой мощности, на которую может быть снижена генерируемая мощность на работающем оборудовании. В общем виде этот диапазон определяется неравенством:

$$P_{\text{тек.АЭК}} - \left(\sum_i Q_{\text{ГУ},i} \cdot P_{\text{ГУ},i}^{\text{max}} - P_{\text{рез.}+} \right) \leq \sum_j Q_j \cdot P_{\text{откл.ЭПУ } j} \leq \sum_i Q_{\text{ГУ},i} \cdot P_{\text{ГУ},i}^{\text{down}},$$

где $P_{\text{ГУ},i}^{\text{down}}$ – максимально допустимый сброс активной мощности i -ой ГУ, то есть та величина активной мощности ГУ, на которую можно быстро уменьшить выработку активной мощности без вреда для ГУ; $P_{\text{откл.ЭПУ } j}$ – активная мощность выбранного для отключения j -го ЭПУ.

Алгоритм выбора мощности и состава отключаемых ЭПУ как внутри АЭК, так и для каждого отдельного объекта АЭК предназначен для решения задачи минимизации величины излишнего ОН. На вход алгоритма поступает информация о ЭПУ и о величине активной мощности, которую необходимо отключить. Алгоритм подбирает такую комбинацию ЭПУ, которая соответствует лучшему значению целевой функции. Условием пуска для алгоритма выбора мощности и состава отключаемых ЭПУ внутри отдельного объекта АЭК является выполнение следующего неравенства:

$$P_{\text{разр.АЭК.с}} \leq P_{\text{тек.АЭК.с}} = \sum_j Q_j \cdot P_{\text{тек.ЭПУ.с, j}},$$

где $P_{\text{разр.АЭК.с}}$ – разрешенное значение потребляемой активной мощности c -го объекта АЭК; $P_{\text{тек.АЭК.с}}$ – текущее значение потребляемой активной мощности c -го объекта АЭК; $P_{\text{тек.ЭПУ.с, j}}$ – текущее значение потребляемой активной мощности j -м ЭПУ c -го объекта АЭК.

Условием пуска для алгоритма выбора мощности и состава отключаемых ЭПУ внутри АЭК является превышение разрешенной мощности потребления АЭК в параллельном режиме работы в течение регламентированного промежутка времени:

$$P_{\text{разр.АЭК}} \leq P_{\text{тек.АЭК}},$$

где $P_{\text{разр.АЭК}}$ – разрешенное значение потребляемой активной мощности АЭК в параллельном режиме; $P_{\text{тек.АЭК}}$ – текущее значение потребляемой активной мощности АЭК в параллельном режиме.

Необходимо также определиться с целевой функцией оптимизации. В работе [87] предлагается использовать целевую функцию следующего вида:

$$F_{fit} = \min\left(\sum_j Q_j \cdot P_{\text{тек.ЭПУ } j}\right),$$

где j – индекс ЭПУ; Q_j – состояние выключателя j -го ЭПУ (1 – включён, 0 – отключён); $P_{\text{тек.ЭПУ } j}$ – мощность выбранного для отключения j -го ЭПУ АЭК.

Рассматриваемая целевая функция направлена на минимизацию отключаемой активной мощности, но это можно считать верным только в том случае, если отключение каждого потребителя несёт экономический ущерб, прямо пропорциональный отключаемой мощности. Это означает, что величину экономических издержек для конкретного ЭПУ можно использовать как ценность этого ЭПУ для предприятия в текущий момент времени, ведь чем больше экономический ущерб для предприятия от отключения ЭПУ, тем более ценным (значимым) оно и является. Поэтому величины потенциального экономического ущерба при отключении управляемых ЭПУ используются при составлении итогового вида целевой функции:

$$F_{fit} = \min \left(\sum_j Q_j \cdot V_{\text{тек.ЭПУ } j} \right),$$

где j – номер ЭПУ; Q_j – состояние выключателя j -го ЭПУ АЭК (1 – включён, 0 – отключён); $V_{\text{тек.ЭПУ } j}$ – текущий потенциальный экономический ущерб для выбранного для отключения j -го ЭПУ АЭК.

В современной практике допускается применение различных методов оценки ущерба, например, [88] или [89]. Выбор оптимальной методики определен отраслевой спецификой деятельности потребителя, а также устоявшейся практикой финансового анализа. В условиях многообразия существующих методик оценки возможного ущерба, окончательное решение о применении конкретного метода расчета ущерба принимается субъектом оценки исходя из целесообразности и сложившейся практики.

ЭПУ должны использоваться алгоритмом для реализации УВ только при соблюдении следующих условий:

1. ЭПУ находится в работе и потребляет активную мощность;
2. Мощность, потребляемая ЭПУ известна;
3. ЭПУ доступно для дистанционного отключения по технологическим условиям;
4. цепи управления ВВ ЭПУ исправны и управление разрешено.

С учетом введённых обозначений, задачу оптимизации выбора объема и состава отключаемой нагрузки в АЭК (объекте АЭК) можно сформулировать следующим образом:

1. Целевая функция оптимизации – минимальная сумма текущего потенциального экономического ущерба для выбранных к отключению управляемых ЭПУ:

$$F_{fit} = \min \left(\sum_j Q_j \cdot V_{\text{тек.ЭПУ } j} \right).$$

2. Основное ограничение по активной мощности – активная мощность отключаемой нагрузки должна быть больше либо равна недостатку резерва

активной мощности, не больше максимально допустимой мощности, на которую может быть снижена генерируемая мощность на работающем оборудовании:

$$P_{\text{тек.АЭК}} - \Delta P \leq \sum_j Q_j \cdot P_{\text{тек.ЭПУ } j} \leq \sum_i Q_{\text{ГУ.}i} \cdot P_{\text{ГУ.}i}^{\text{down}}$$

3. Технологические условия ограничения – ЭПУ могут использоваться для формирования УВ при выполнении следующих условий: ЭПУ находятся в работе и потребляют активную мощность (1), мощность потребления ЭПУ известна (2), ЭПУ доступен для дистанционного отключения по условиям функционирования в составе предприятия (3), цепи управления ВВ ЭПУ исправны и управление разрешено (4). Для множества допустимых к отключению ЭПУ Ω в случае несоответствия накладывается запрет на отключение:

$$Q_j = 0, \quad j \notin \Omega.$$

Также ЭПУ управляется дискретно, а их количество ограничено и не может быть выше фактического количества N управляемых ЭПУ в АЭК:

$$Q_j \in \{0; 1\}, \quad j = 1, 2 \dots N.$$

Сформулированная задача относится к классу задач булевого линейного программирования, характеризующихся линейной целевой функцией и линейными ограничениями при бинарных переменных управления. Данный класс задач является NP-трудным.

При работе алгоритма расчета мощности и состава отключаемых ЭПУ внутри АЭК рассматриваются все ЭПУ в составе АЭК. Поэтому ГА в рассматриваемых условиях может использоваться намного чаще, чем метод полного перебора. При использовании ГА в качестве инструмента для решения рассматриваемой задачи, необходимо учитывать, что настройка ГА включает в себя не только изменение собственных параметров ГА (параметров), но и выбор параметров операторов (функций) ГА. Поэтому для повышения качества решения с использованием ГА необходимо иметь средства для адаптации и постоянного повышения качества функционирования ГА на основе метагенетического алгоритма (метаГА) в задачах определения объема и состава отключаемого оборудования АЭК.

3.4 Предлагаемый метод применения метагенетического алгоритма при решении задачи выбора состава отключаемой нагрузки

На рисунках 3.7 и 3.8 представлена функциональная схема предлагаемого использования метаГА. Для единства терминологии в дальнейшем под параметрами ГА понимаются настройки ГА, выполняющего прикладную задачу и остающиеся неизменными в процессе функционирования ГА. Гиперпараметры – это настройки метаГА, который выполняет задачу оптимизации параметров работы ГА, и настройки которого не изменяются в процессе работы системы. Схема метаГА содержит 22 функциональных и логических блоков, которые в совокупности реализуют разработанную систему (номера блоков обозначены на схеме).

1 – Блок приёма входной информации в реальном времени – формирует совокупность параметров режима электрической сети, информация о которых необходима для работы алгоритма: положение КА каждой нагрузки (0 – отключена, 1 – включена), величина потребляемой мощности нагрузкой, измеряемая в кВт, возможность дистанционного управления КА ЭПУ (0 – нет возможности управления (управление запрещено), 1 – доступно к управлению), характеристика ценности нагрузки, выраженная в средних экономических потерях потребителя, например, за 1 кВт*ч недопоставленной электроэнергии и измеряемая в руб/кВт*ч.

2 – блок текущих параметров ГА – определяет значения параметров ГА, используемых алгоритмом для формирования ответа по входным данным в текущий момент времени.

3 – Блок целевой функции ГА – определяет оптимизируемую функцию, вычисляемую на основе входной информации путём использования ГА и отражающую критерий качества решения задачи.

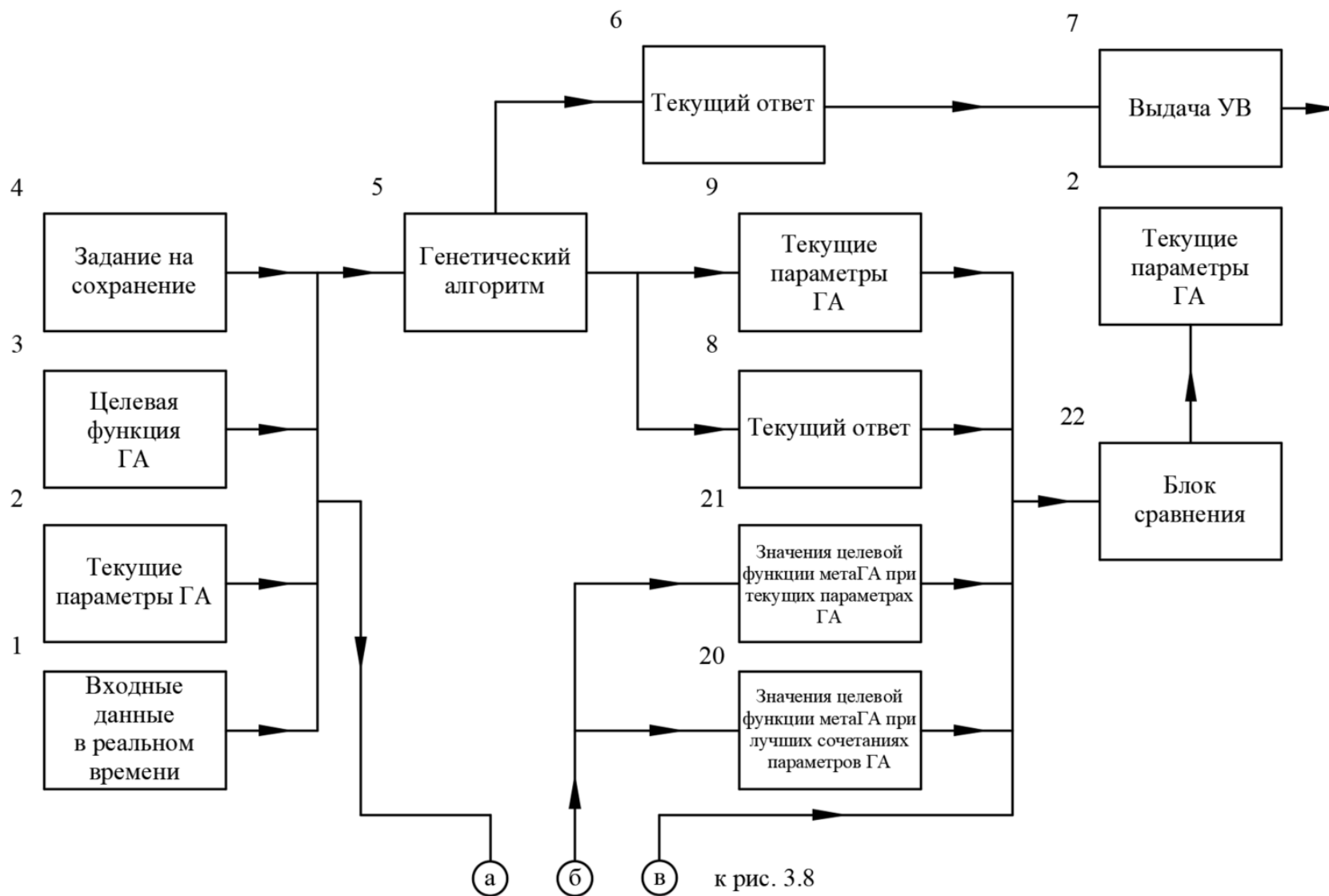


Рисунок 3.7 – Функциональная схема адаптивного метаГА (начало)

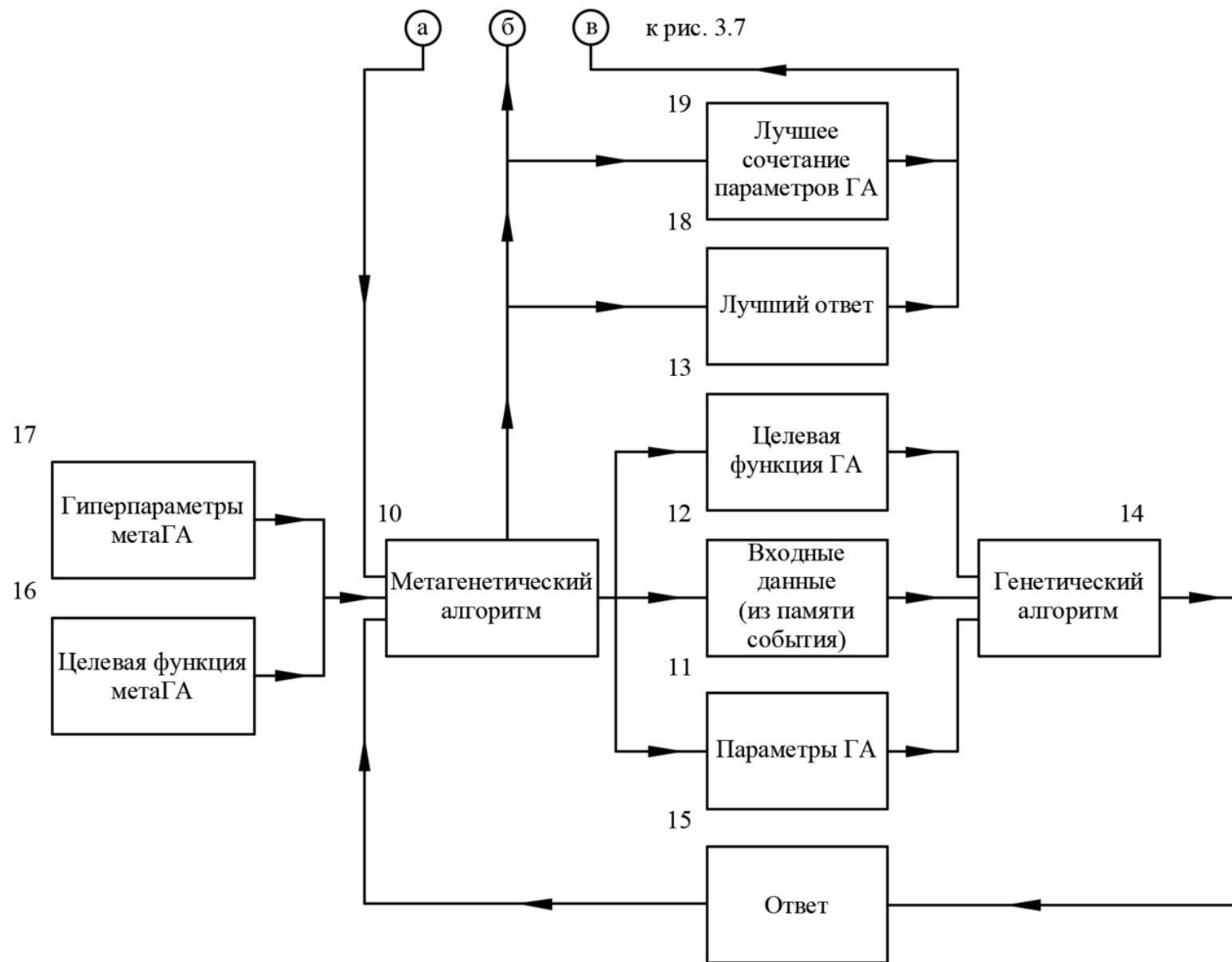


Рисунок 3.8 – Функциональная схема адаптивного метаГА (окончание)

4 – блок задания на сохранение – формирует блок данных, содержащий значения активной мощности, являющихся верхним пределом допустимой активной мощности, которую можно оставить включённой без нарушения устойчивости электроснабжения.

5 – Блок ГА – определяет ГА, в котором особью (решением) является набор значений положений включенного и отключенного состояний нагрузок, равный их количеству, геном является битовое значение, интерпретирующее значение положения выключателя нагрузки (0 – отключено, 1 – включено). Целевой функцией является минимальное значение суммарного экономического ущерба, обусловленного отключением нагрузочных присоединений, при ограничениях в виде допустимых значений суммарной мощности как по верхней границе, так и по нижней. Подаваемые на вход параметры ГА определяют количество особей в поколениях, количество поколений, используемые операторы ГА, вероятности работы тех или иных операторов ГА. Условием окончания работы этого блока является достижение предельного значения количества поколений, задаваемого в параметрах ГА.

6 – Блок текущего ответа – формирует блок данных, включающий в себя совокупность значений положений КА управляемых ЭПУ, а также значения суммарной экономической полезности и суммарной мощности остающихся в работе ЭПУ. Этот блок включает текущий ответ на поставленную задачу оптимизации.

7 – Блок выдачи УВ в систему – формирует блок команд, реализующих интерпретацию результатов работы блока текущего ответа в набор команд, изменяющих положение КА выбранных ЭПУ, для выполнения задания на снижение объема потребляемой мощности в АЭК.

8 – Блок текущего ответа – формирует блок данных, являющийся копией блока 6, необходимый для записи в память и последующего ретроспективного анализа работы ГА при текущих параметрах ГА из блока 2 в блоке 22.

9 – Блок текущих параметров ГА – формирует блок данных, являющийся копией блока 2, необходимый для записи в память и последующего анализа с

помощью блоков 8, 18, 19, 20, 21 в блоке 22, и возможного последующего изменения.

10 – блок метаГА – это блок ГА, в котором особью (решением) является совокупность параметров ГА, геном которого является отдельный параметр ГА, отвечающий за работу ГА блока 5 или 14 (количество особей, поколений, тип оператора отбора, селекции, мутации, вероятности их появления и т.д.). Целевой функцией является обобщенный показатель качества решения задачи с помощью ГА, с теми параметрами, которые включает в себя особь. Условием окончания работы этого блока является достижение заранее заданного предельного значения количества поколений.

11 – блок параметров ГА – формирует блок данных, содержащий комбинацию параметров ГА, созданную метаГА, для нахождения значения целевой функции при вновь сформированных параметрах ГА.

12 – Блок входных данных (получаемых из памяти события) – формирует блок данных, содержащий сохранённые значения положений КА управляемых ЭПУ, возможности управления ЭПУ, их мощности и величины ущерба при отключении для проверки корректности работы ГА из блока 5, а также последующей работы метаГА блока 10.

13 – блок целевой функции ГА – определяет оптимизируемую функцию, полностью эквивалентен блоку 3.

14 – блок ГА – определяет ГА, эквивалентный блоку 5, работающий с параметрами из блока 10, по входным данным из блока 12 и получающий значение целевой функции из блока 13.

15 – блок ответа – формирует блок данных, содержащий результаты работы ГА из блока 14, а также содержащий конечные параметры ГА.

16 – Блок целевой функции метаГА – выполняет лексикографическое сравнение обобщённых показателей многократной работы ГА блока 5 (14) при определенном сочетании параметров ГА и входных данных, а именно:

- вероятность нахождения оптимального ответа (№1);

- величину максимальной ошибки суммарного экономического ущерба относительно оптимального ответа (№2);
- величину средней ошибки суммарного экономического ущерба относительно оптимального ответа (№3);
- время работы алгоритма ГА (№4).

Эта целевая функция направлена на получение максимальной вероятности нахождения оптимального ответа, однако в случае равенства вероятностей нахождения оптимального ответа при тех или иных параметрах ГА, целевой функцией является минимум максимальной ошибки суммарного экономического ущерба относительно оптимального ответа.

В случае равенства первых двух показателей, используется минимум средней ошибки суммарного экономического ущерба относительно оптимального ответа.

В случае равенства трёх предыдущих показателей, целевой функцией является минимум времени выполнения вычислений ГА.

В качестве оптимального ответа берется такой ответ, который имеет максимальное значение целевой функции ГА на данный момент работы метаГА, сформированный либо работой ГА блока 5, либо одним из решений ГА блока 14.

17 – блок гиперпараметров метаГА - определяет значения гиперпараметров метаГА, используемых алгоритмом для модификации параметров ГА в течение всего времени работы САОН и не изменяющихся во время работы системы.

18 – Блок лучшего ответа – определяет такой ответ ГА блока 5 (14), который в наибольшей степени отвечает критериям целевой функции ГА блока 3, среди всех найденных до этого момента значений ответов ГА при работе блоков 5, 10, 14, и является «оптимальным» ответом на поставленную задачу нахождения состава и мощности отключаемой нагрузки.

19 – блок лучших сочетаний параметров ГА – формирует набор данных, содержащих наиболее успешное (удачное) сочетание параметров ГА по вычислению целевой функции метаГА из блока 10.

20 – Блок значений целевой функции метаГА при лучших сочетаниях параметров ГА – формирует блок данных, содержащий значения целевой функции для лучших сочетаний параметров ГА блока 19, а именно:

- вероятность нахождения оптимального ответа (№1);
- величину максимальной ошибки определения суммарного экономического ущерба относительно оптимального ответа (№2);
- величину средней ошибки определения суммарного экономического ущерба относительно оптимального ответа (№3);
- время работы алгоритма ГА (№4).

21 – Блок значений целевой функции метаГА при текущих параметрах ГА – формирует блок данных, содержащий значения целевой функции для сочетаний параметров ГА блока 9, полученных с помощью вычисления значений целевой функции метаГА внутри блока 10, а именно:

- вероятность нахождения оптимального ответа (№1);
- величина максимальной ошибки суммарного экономического ущерба относительно оптимального ответа (№2);
- величина средней ошибки определения суммарного экономического ущерба относительно оптимального ответа (№3);
- время работы алгоритма ГА (№4).

22 – Блок сравнения – логический блок, в котором сравнивается лучший ответ ГА на выходе из блока 18 с текущим ответом ГА на выходе из блока 8. В случае их равенства, выполняет сравнение значений целевой функции метаГА текущих и лучших сочетаний значений параметров ГА, и в случае нахождения более подходящего сочетания параметров ГА по значениям целевой функции метаГА выполняет замену текущих параметров ГА на более подходящее сочетание параметров ГА, которое в дальнейшем используется в блоке 2.

В нормальном режиме система принимает параметры управляемых ЭПУ в реальном времени в блоке данных 1, а именно:

- Положение КА ЭПУ (0 или 1);
- Возможность управления КА ЭПУ (0 или 1);

- Значение потребляемой активной мощности управляемым ЭПУ;
- Величину экономических издержек, которые несёт предприятие, при отключении соответствующего управляемого ЭПУ.

В случае возникновения ситуации, вызывающей появление дефицита активной мощности, контролирующая этот электрический параметр автоматическая система определяет величину дефицита активной мощности и величину допустимой активной мощности, которую можно оставить включённой без нарушения устойчивости электроснабжения. Полученная величина допустимой потребляемой активной мощности используется блоком данных 4 как величина верхнего предела потребляемой активной мощности, которая может быть оставлена включённой.

Текущие параметры ГА, обеспечивающие работу блока 5, находятся в блоке данных 2. Они определяют количество особей в поколении ГА, количество поколений, типы операторов отбора, скрещивания и мутации, величины вероятностей наступления скрещивания между особями, вероятности появления мутации как конкретной особи, так и отдельного гена.

Геном ГА блока 5 является битовое значение положения КА ЭПУ: 0 – отключено, 1 – включено.

Особью ГА блока 5 является набор положений КА, соответствующих всем нагрузкам.

Каждой особи соответствует также суммарное значение ущерба при отключении ЭПУ и суммарной активной мощности ЭПУ, оставшихся в работе.

Целевая функция ГА блока 5 определяется блоком данных 3, который заранее задан, и имеет следующий вид:

$$F_{fit} = \min \left(\sum_j Q_j \cdot V_{\text{тек.ЭПУ } j} \right),$$

где j – номер ЭПУ; Q_j – состояние выключателя j -го ЭПУ АЭК (1 – включён, 0 – отключён); $V_{\text{тек.ЭПУ } j}$ – текущий потенциальный экономический ущерб для выбранного для отключения j -го ЭПУ АЭК.

Эта целевая функция имеет ограничение по суммарной активной мощности включенных ЭПУ, равное по величине допустимой активной мощности, получаемой из блока данных 4. При превышении значения суммарной активной мощности оставшихся включенными ЭПУ значение целевой функции этой особи приравнивается максимально возможному значению, для предотвращения дальнейшего использования такого решения в следующих поколениях работы ГА.

Каждое поколение ГА преобразуется оператором отбора, затем оператором скрещивания, и, наконец, оператором мутации.

Далее лучшая особь каждого поколения записывается в «зал славы» по поколениям. В конце работы программы проверяется весь «зал славы», а затем лучшее решение используется как результат работы ГА.

После поступления информации от автоматической системы о величине допустимой активной мощности запускается работа ГА блока 5. Результатом работы блока 5 являются одинаковые блоки данных 6 и 8, содержащие перечень нагрузок, которые следует отключить при минимуме целевой функции, значения суммарной активной мощности и суммарной экономической полезности, оставшихся в работе присоединений после отключения части ЭПУ. Блок данных 6 в дальнейшем передается для запуска формирования УВ в блоке данных 7, а также в САОН, действующую в составе ПА.

Текущий ответ ГА в блоке данных 8 и текущая совокупность параметров ГА в блоке данных 9 сохраняются в памяти для дальнейшего анализа блоком 22.

После окончания работы блока 5 и отправки блока данных 7 в САОН, блоки данных 1,2,3,4 передаются также в метаГА блока 10.

МетаГА представляет собой ГА, работающий с параметрами в качестве генов особи.

Генами метаГА блока 10 являются параметры и операторы ГА, от которых зависит работа ГА, а именно: количество особей в поколении ГА, количество поколений, типы операторов отбора, скрещивания и мутации, величины вероятностей наступления скрещивания между особями, вероятности появления мутации как конкретной особи, так и отдельного гена.

Особью метаГА блока 10 является совокупность параметров ГА.

Целевая функция метаГА предварительно задается блоком данных 16 и имеет следующий вид:

$$F_{fit}(i) = (-p_i, \varepsilon_i, \delta_i, t_i)$$

$$i < j \leftrightarrow F_{fit}(i) <_{lex} F_{fit}(j),$$

где i и j – это совокупности параметров ГА, p_i – это вероятность нахождения оптимального ответа с i совокупностью параметров ГА при многократном запуске ГА, ε_i – это максимальная величина ошибки суммарного экономического ущерба с i совокупностью параметров ГА при многократном запуске ГА относительно оптимального ответа, δ_i – это средняя ошибка суммарного экономического ущерба с i совокупностью параметров ГА при множественной работе ГА, t_i – среднее время работы ГА с i совокупностью параметров ГА.

С помощью этой целевой функции осуществляется сравнение в лексикографическом порядке обобщённых показателей качества решения при многократном запуске ГА при различных сочетаниях параметров ГА. Сначала в качестве критерия качества решения принимается максимум p_i , следующим по значимости используется критерий ε_i , затем при совпадении двух предыдущих критериев оценивается δ_i , и в последнюю очередь оценивается t_i .

Каждая особь каждого поколения метаГА формируется в блок данных 11 и вместе с блоком данных 12, эквивалентным блоку данных 1, блоком данных 13, эквивалентному блоку данных 3, используется для многократного запуска в блоке ГА 14 для получения обобщённых показателей целевой функции в блоке 15, которые в качестве обратной связи подаются в блок 10 метаГА.

Каждое поколение особей метаГА подвергается преобразованию оператором отбора, затем оператором скрещивания, и, наконец, оператором мутации.

Далее лучшая особь каждого поколения метаГА записывается в «зал славы» по количеству поколений. В конце работы программы проверяется весь «зал славы» и лучшая особь оттуда записывается в блок данных 19, а соответствующие

ей обобщённые показатели работы совокупности параметров ГА записываются в блок данных 20. Лучший полученный ответ в ходе работы метаГА по вычислению оптимального объема отключаемой нагрузки записывается в блок данных 18 для дальнейшего сравнения.

Также с помощью метаГА осуществляется вычисление значений целевой функции метаГА совокупности текущих параметров ГА блока данных 2 и записывается в блок данных 21.

Затем в логическом блоке 22 выполняется сравнение текущего ответа ГА (блок 8) с лучшим ответом метаГА (18) в ходе опытов с сохраненными входными данными события (блок 1) при существующих на тот момент параметрах ГА (блок 2).

В случае нахождения с помощью метаГА (блок 10) такого объема отключаемой нагрузки, который в лучшей степени удовлетворяет целевой функции алгоритма (блок 3) осуществляется изменение текущих параметров ГА на то сочетание, которому соответствует лучший ответ.

В случае нахождения с помощью ГА (блок 5) и метаГА (блок 10) одинаковых по объему отключаемой нагрузки ответов, блоком 22 осуществляется лексикографическое сравнение значений целевой функции метаГА для лучшего результата работы метаГА (блок 20) и текущего ответа ГА (блок 21). И в случае нахождения такой совокупности параметров ГА, значения целевой функции метаГА которой более предпочтительны по значениям целевой функции метаГА, выполняется изменение текущих параметров ГА (блок 2) на более удачное (блок 19). Таким образом алгоритм адаптивного метаГА автоматически изменяет используемые параметры работы ГА для достижения лучшей эффективности работы.

Выводы по главе 3

1. Выполнено обоснование применения ГА в задачах управления нагрузкой на основе работ ученых коллективов в последние годы. ГА зарекомендовал себя

как инструмент, позволяющий находить близкие к оптимальным решения при разумных затратах времени и адаптироваться к использованию различных критериев — от минимума отключаемой мощности до учёта ущерба от потери питания присоединений и устойчивости электроснабжения.

2. Предложена архитектура САОН, имеющая модульный состав. Каждый имеющийся в составе модуль выполняет свои функции и общность этих функций позволяет реализовывать алгоритмы САОН в полной мере.

3. Разработаны алгоритмы САОН, использующие основную логику принятия решений. Также описаны алгоритмы, являющиеся основными для САОН: алгоритм распознавания аварий первичного оборудования АЭК, алгоритм предварительного расчета УВ ОН по различным сценариям, алгоритм расчета необходимого резерва активной мощности в автономном режиме АЭК и алгоритм определения состава и мощности отключаемых ЭПУ внутри АЭК (объекта АЭК).

4. Рассмотрено применение метаГА, входящего в состав алгоритма определения состава и мощности отключаемых ЭПУ внутри АЭК, позволяющего без участия оператора изменять используемые параметры работы ГА для достижения лучшей эффективности работы, что в свою очередь позволяет увеличить эффективность ГА в составе САОН при дальнейшем использовании.

ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМА ВЫБОРА ОБЪЕМА И СОСТАВА ОТКЛЮЧАЕМОЙ НАГРУЗКИ, ОСНОВАННОГО НА ИМИТАЦИОННОМ МОДЕЛИРОВАНИИ

4.1 Организация имитационного эксперимента, его ограничения и недостатки

Разработка и обоснование корректности алгоритмов САОН в АЭК требует, как теоретического анализа, так и экспериментального подтверждения их работоспособности в условиях, приближенных к реальным режимам функционирования энергосистемы. Чисто теоретическое применение предлагаемых алгоритмов, основанных на методах эволюционной оптимизации, не позволяет достоверно оценить их работу при большой размерности пространства решений. В связи с этим возникает необходимость применения имитационного эксперимента как инструмента, позволяющего воспроизвести работу алгоритма в контролируемых условиях и получить количественные оценки его характеристик.

В рамках настоящего исследования ключевой научной гипотезой является предположение о том, что ГА, применяемый для формирования решений по отключению нагрузки, способен обеспечивать приемлемое качество решений и достаточное быстродействие при решении задач САОН в АЭК при увеличении размерности задачи, то есть при увеличении количества ЭПУ в АЭК. Проверка этой гипотезы исключительно аналитическими методами представляется затруднительной, поскольку поведение алгоритма во многом определяется стохастическими процессами, возникающими при инициализации и эволюции популяции решений.

Имитационный эксперимент является необходимым этапом верификации алгоритмов решений задачи, направленным на выявление сильных и слабых сторон используемых алгоритмов до их широкого практического внедрения. Такой эксперимент позволяет воспроизводить функционирование алгоритма в контролируемых условиях, фиксировать его поведение при различных начальных

настройках и сценариях развития аварийных режимов, а также проводить количественный анализ полученных результатов.

Для проведения имитационного эксперимента в работе предложен специализированный алгоритм тестирования, представляющий собой программный комплекс, предназначенный для последовательного воспроизведения сценариев работы САОН и анализа результатов работы ГА. Структурно этот алгоритм тестирования состоит из трёх взаимосвязанных функциональных блоков:

1. Блок формирования наборов ЭПУ по целевой суммарной мощности для рассматриваемых аварийного сценария и количества ЭПУ;
2. Блок решения комбинаторной задачи;
3. Блок подготовки исходных данных для блока формирования наборов ЭПУ.

Блок формирования набора ЭПУ выполняет функцию подготовки исходных данных для решения задачи. Здесь осуществляется формирование множества нагрузок, на которые может воздействовать САОН по следующим исходным данным: суммарная активная мощность АЭК до возникновения аварийного события, максимальная активная мощность, которая должна быть сохранена после аварийного события, и количество ЭПУ, для которых должны быть заданы величины активной мощности и величины экономического ущерба от их отключения. Результатом работы этого блока является формализованное представление АЭК в виде структуры данных, пригодной для использования в ГА. Подробное описание алгоритмов рассматриваемого блока приведено в параграфе 4.2.

Блок решения комбинаторной задачи представляет собой реализацию ГА, предназначенного для поиска оптимального набора отключаемых нагрузок в условиях ограничений по активной мощности реализуемого сценария. В рамках этого блока выполняются операции инициализации популяции, оценки приспособленности решений, селекции, скрещивания и мутаций. Особенностью блока решения является возможность замены алгоритма решения задачи при

сохранении типа входных и выходных данных, что характеризует как модульность САОН, так и позволяет в дальнейшем при необходимости сравнивать эффективность различных алгоритмов решения задачи. Результатом работы блока решения комбинаторной задачи является найденное лучшее из всех поколений ГА по значению целевой функции.

Блок формирования исходных данных выполняет задачу последовательного перебора каждого количества управляемых ЭПУ для всех сценариев моделирования при использовании в блоке формирования наборов ЭПУ, так как исходные данные сценариев по активной мощности и количество ЭПУ непосредственно влияют на итоговый набор ЭПУ с соответствующими значениями мощностей и ущербов.

Проверка эффективности алгоритма решения задачи определения состава и мощности отключаемой нагрузки в САОН осуществляется на основе набора типовых сценариев моделирования, отражающих наиболее вероятные варианты развития аварийных ситуаций в АЭК. В рамках исследования рассматриваются девять сценариев, сформированных на основе теоретического анализа режимов работы энергосистемы с РГ.

Выбор ограниченного числа сценариев обусловлен необходимостью соблюдения баланса между полнотой исследования и вычислительной целесообразностью. С одной стороны, сценарии должны охватывать всё разнообразие вариантов возможных возмущений, с другой – их число не должно приводить к избыточному усложнению экспериментов и практического использования разработанных алгоритмов, а также потере интерпретируемости результатов. Рассматриваемые сценарии моделируют ситуации, которые с наибольшей вероятностью могут возникнуть в реальных условиях эксплуатации.

Использование достаточно большого числа сценариев предоставляет возможность сопоставления результатов моделирования между различными запусками алгоритма и создаёт основу для статистического анализа, направленного на выявление закономерностей поведения ГА при различных начальных условиях.

Как и любой имитационный эксперимент, проведённое исследование обладает рядом ограничений, которые необходимо учитывать при интерпретации результатов. Во-первых, в рамках моделирования не учитывается использование НЭ. Исключение накопителей из расчётной модели упрощает анализ, однако ограничивает применимость результатов к энергосистемам, в которых функции регулирования частоты и мощности могут быть частично реализованы за счёт аккумуляторных или иных накопительных устройств.

Во-вторых, в модели не производится детальный расчёт потерь мощности в распределительной сети для каждой отдельной нагрузки. Отключение конкретного присоединения в реальной энергосистеме приводит не только к снижению потребляемой мощности, но и к изменению потерь в линиях и трансформаторах, что, в свою очередь, влияет на режимы работы генераторов и перетоки мощности. В рамках выполняемого исследования эти эффекты не учитываются, что является упрощающим допущением и приводит к упрощению моделирования.

В-третьих, в исследовании не выполняется проверка работы САОН при снижении частоты. Одной из важных функций САОН является возможность выдачи ОН при достижении уставки одной из очередей АЧР. Но так как исследование направлено на анализ действия алгоритмов выбора объема и состава ОН, действие САОН при снижении частоты не рассматривается. Это обстоятельство может быть отнесено к недостаткам исследования, однако оно соответствует поставленным целям и определяется рамками работы.

Дополнительным осложнением является допущение о том, что все исходные данные, используемые в алгоритме, являются актуальными и приведены к одному моменту времени. В реальных условиях функционирования энергосистемы информация о режимных параметрах поступает с задержками, а также содержит погрешности измерений, что может отрицательно сказываться на корректности принимаемых решений. В рамках имитационного эксперимента этот фактор не учитывается, что позволяет сосредоточиться на анализе алгоритмических свойств, но несколько снижает достоверность модели.

Несмотря на указанные ограничения, разработанный алгоритм позволяет протестировать ряд ключевых критериев качества функционирования САОН. К таким критериям относится избирательность, выражающаяся в исключении повторного отключения нагрузок, уже выведенных из работы на предыдущих шагах управления. Проверка выполнения этого критерия обеспечивает корректность логики принятия решений и предотвращает избыточные или бесполезные воздействия на энергосистему.

Важным показателем является быстродействие алгоритма, поскольку в условиях аварийных режимов своевременность принятия решения играет важную роль. В рамках экспериментов оценивается сходимость ГА и время, необходимое для получения решения, удовлетворяющего заданным условиям на основании проведенного ранее анализа нормативной документации.

В случае нахождения в пространстве решений задачи САОН единственного оптимального варианта отключения нагрузки, алгоритм должен быть способен обнаружить его вне зависимости от начальных условий. При повышении количества ЭПУ экспоненциально увеличивается пространство решений, но при наличии только одного оптимального варианта отключения нагрузки это приводит к усложнению работы алгоритма при увеличении масштаба АЭК. При многократном запуске алгоритма с различными начальными условиями существует возможность оценки устойчивости алгоритма к подобному усложнению. Это косвенно также влияет на оценку масштабируемости алгоритма, то есть его способности сохранять приемлемое качество и быстродействие при увеличении размерности задачи. Этот важный критерий, который необходим для определения возможности практического применения алгоритма в энергосистемах с большим числом ЭПУ.

Структурная схема, реализующая алгоритм тестирования, приведена на рисунке 4.1.

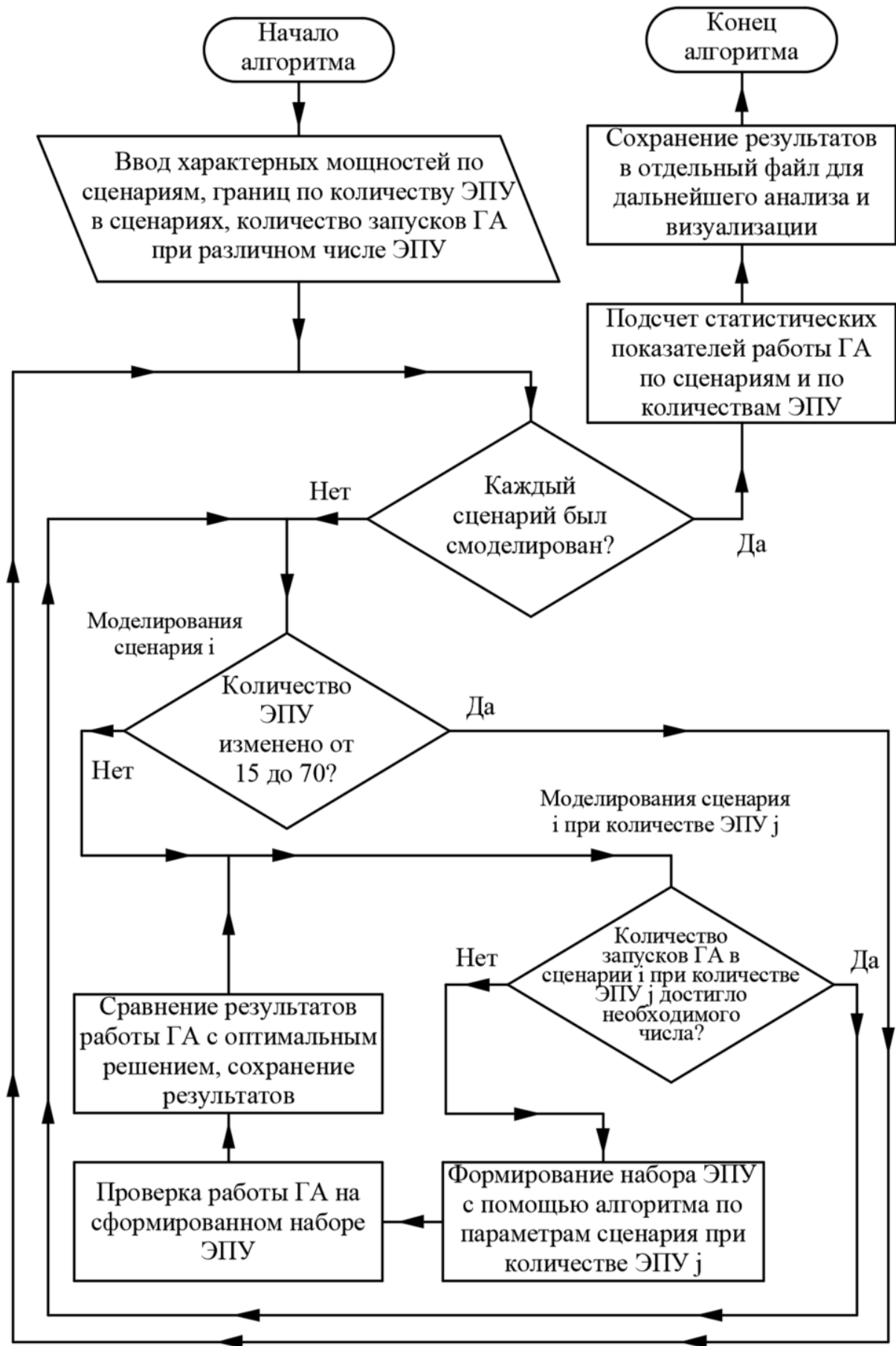


Рисунок 4.1 – Структурная схема алгоритма тестирования ГА, работающего в составе САОН

4.2 Реализация алгоритма формирования наборов управляемых энергопринимающих устройств

В этом разделе рассматривается реализация блока формирования наборов ЭПУ, используемого в составе алгоритма тестирования САОН. В блоке формируется набор ЭПУ с соответствующими значениями мощностей и ущербов таким образом, чтобы мощности и ущербы ЭПУ были близки по величине и существовало заранее известное целевое допустимое множество T^* , являющееся единственным оптимальным решением по критерию минимизации суммарного ущерба при ограничении по мощности в послеаварийном режиме.

В качестве исходных данных описываемому блоку передаются следующие значения:

1. K – количество ЭПУ в экспериментальном запуске;
2. P_{total} – суммарная потребляемая активная мощность до аварийного события в сценарии;
3. P_{after_max} – максимальная допустимая суммарная активная мощность нагрузки, которая может остаться в работе после выдачи УВ.
4. P_{after_min} – минимальная допустимая суммарная активная мощность нагрузки, которая может остаться в работе после выдачи УВ.

В блоке рассматривается множество ЭПУ $X = \{0, 1 \dots K\}$. Для каждого ЭПУ $i \in X$ формируются два параметра: активная мощность $P_i > 0$ и экономический ущерб $V_i > 0$. Требуется сформировать массив $\{P_i; V_i\}$ таким образом, чтобы обеспечивалось следующее.

Во-первых, сумма активных мощностей ЭПУ должна равняться суммарной активной мощности до аварийного события в рассматриваемом сценарии

$$\sum_j^K P_j = P_{total} .$$

Во-вторых, должно существовать единственное оптимальное множество ЭПУ $T^* \in X$, которое имеет абсолютный минимум среди других комбинаций по суммарному экономическому ущербу

$$\sum_j^{T^*} V_j = V_{min} ,$$

При максимальном значении активной мощности из диапазона:

$$P_{after_min} \leq \sum_j^{T^*} P_j \leq P_{after_max} .$$

На первом этапе множество X случайным образом разбивается на два непересекающихся подмножества E и O :

$$X = E \cup O , E \cap O = \emptyset ,$$

где E – подмножество элитных ЭПУ, O – множество обычных ЭПУ.

Подмножество элитных ЭПУ не пересекается со множеством обычных ЭПУ, а в сумме они образуют множество всех ЭПУ X . Мощности элитных и обычных ЭПУ формируются из двух непересекающихся узких интервалов активной мощности, что обеспечивает слабое (на уровне нескольких процентов) различие между группами при сохранении близости мощностей по величине.

Элитные ЭПУ, составляющие множество E , выбираются случайным образом из диапазона $[1, K - 1]$ при $K > 1$, а число обычных ЭПУ выбирается по следующему выражению:

$$K_o \leq K - K_e ,$$

где K_e – число элитных ЭПУ внутри множества E , K_o – число обычных ЭПУ внутри множества O .

Затем задается безразмерное значение базовой мощности P_{base} для каждого j ЭПУ. Для элитной группы используются значения из интервала $[a_e, b_e]$, для обычной группы ЭПУ – из интервала $[a_o, b_o]$, причем $a_e \leq b_e \leq a_o \leq b_o$. В реализованной процедуре используются следующие интервалы, подобранные опытным путём:

- Для j из элитной группы $[0.96, 0.97]$;
- Для j из обычной группы $[1.00, 1.01]$.

Далее вычисляется сумма базовых мощностей S_{base} по всему множеству ЭПУ

$$P_{base\Sigma} = \sum_j^X P_{base j} .$$

Для приведения суммарной мощности к заданному значению P_{total} вводится коэффициент масштабирования t

$$t = \frac{P_{total}}{P_{base\Sigma}} .$$

Окончательно мощности определяются выражением

$$P_j = t \cdot P_{base_j} , \text{ где } j \in X .$$

Приведенное выражение обеспечивает выполнение условия равенства суммы активных мощностей ЭПУ требуемому значению P_{total} . Кроме того, отсутствие пересечения интервалов базовых мощностей обеспечивает то, что элитные присоединения имеют чуть меньшие мощности, чем обычные, что используется далее при формировании целевого множества T^* .

После вычисления P_j необходимо определить мощность множества T^* . Располагаем ряд мощностей в порядке возрастания

$$P_1 \leq P_2 \leq P_3 \leq \dots \leq P_K .$$

Определим максимальное число m , для которого выполняются оба приведенных ниже неравенства:

$$P_{after_min} \leq \sum_j^{T^*} P_j \leq P_{after_max} ,$$

$$\sum_j^{m+1} P_j > P_{after_max} .$$

Тогда целевое множество T^* определяется как

$$T^* = \{1, 2, 3 \dots m\} .$$

Множество T^* удовлетворяет ограничению по суммарной активной мощности и содержит наибольшее возможное число ЭПУ среди всех допустимых подмножеств множества X .

После определения мощности множества T^* выполняется формирование ущербов V_i таким образом, чтобы ущерб всех ЭПУ, входящих в множество T^* строго превышали величину ущерба любых ЭПУ, не принадлежащих этому множеству. Для этого используются 3 непересекающихся интервала:

$$V_j \in [V_1, V_2], j \in T^* ,$$

$$V_j \in [V_3, V_4], j \in E \setminus T^* ,$$

$$V_j \in [V_5, V_6], j \in O \setminus T^* ,$$

для которых выполняется строгое неравенство

$$V_1 < V_2 < V_3 < V_4 < V_5 < V_6 .$$

Ширина интервалов выбирается достаточно малой, чтобы обеспечить близость числовых значений ущербов (см. параграф 3.3) при сохранении строгого приоритета элементов множества T^* .

Чтобы доказать оптимальность уникального множества T^* , рассматриваем любое допустимое множество $T \in X$, удовлетворяющее ограничению

$$P_{after_min} \leq \sum_j^{T^*} P_j \leq P_{after_max} .$$

Из определения m и сортировки мощностей по возрастанию следует, что для любого множества мощностей $|T| > m$ это условие нарушается. Следовательно $|T| \leq m$. Если $|T| = m$, то из упорядочивания по возрастанию мощностей следует, что единственным допустимым множеством таких мощностей является T^* .

Если же $|T| < m$, то суммарная экономическая полезность множества T оставшихся в работе ЭПУ удовлетворяет следующему условию:

$$\sum_j^T V_j < \sum_j^{T^*} V_j ,$$

а это означает, что для любого допустимого множества $T \neq T^*$ выполняется неравенство:

$$V(T) < V(T^*) .$$

Таким образом, множество T^* является оптимальным решением поставленной задачи, значения ущербов и мощности которого могут быть использованы для дальнейшего анализа работы ГА.

В результате расчёта по предлагаемому алгоритму формируется набор ЭПУ на выходе блока, состоящий из K ЭПУ, для каждого из которых заданы значения активной мощности $P_i > 0$ и экономического ущерба $V_i > 0$. Сформированный набор ЭПУ обладает заранее заданной и контролируемой структурой, так как множество всех ЭПУ X в результате работы алгоритма однозначно разбивается на три непересекающихся подмножества: целевое множество T^* , включающее ЭПУ, которые должны остаться в работе при выполнении ограничения по суммарной

активной мощности; множество $E \setminus T^*$, включающее элитные ЭПУ, не вошедшие в целевое множество по ограничению мощности; а также множество $O \setminus T^*$, включающее обычные ЭПУ, также подлежащие отключению. Для указанных подмножеств заданы строго определённые величины мощностей и ущербов, обеспечивающие различимость их ролей в задаче оптимизации.

Важной особенностью сформированного множества ЭПУ является то, что для него имеется единственное оптимальное решение задачи выбора состава нагрузок, остающихся в работе, а также соответствующее оптимальное значение суммарного экономического ущерба для отключенных ЭПУ. Это значение может быть использовано в качестве эталонного при проведении отдельных имитационных экспериментов для количественного сравнения работы того или иного алгоритма решения задачи.

Наличие имеющегося оптимального значения целевой функции позволяет объективно оценивать качество работы ГА по степени приближения к оптимуму, а также анализировать влияние начальных условий и комбинаций параметров и операторов алгоритма на результат решения. Кроме того, сформированный алгоритм формирования наборов ЭПУ создает универсальную и воспроизводимую тестовую среду, пригодную для проверки корректности и сходимости ГА, а также для последующей замены или сравнения используемого алгоритма решения задачи ОН в составе САОН.

4.3 Выбор сценариев моделирования

Проверка эффективности ГА по поиску оптимальной комбинации ЭПУ для ОН в АЭК невозможна без рассмотрения совокупности типовых аварийных сценариев, которые охватывают возможные варианты нарушения нормального режима работы энергосистемы. В рамках выполняемого исследования сценарий моделирования трактуется как формализованное описание аварийного события, приводящего к отключению одного или нескольких элементов электроэнергетического оборудования и, как следствие, к нарушению баланса

мощностей в АЭК. Возникновение такого события рассматривается как пусковой признак для формирования УВ от САОН к ЭПУ.

Для корректной работы блока формирования наборов ЭПУ, описанного в предыдущем разделе, каждый сценарий моделирования должен быть однозначно определён с точки зрения баланса активных мощностей. В этой связи для каждого сценария являются важными два ключевых параметра: P_{total} и P_{after} .

Эти величины используются в качестве исходных данных для формирования наборов ЭПУ и непосредственно влияют на формирование задачи оптимального выбора состава и суммарной мощности отключаемой нагрузки. Значения P_{total} , P_{after_min} , P_{after_max} определяются исходя из параметров рассматриваемого режима работы АЭК и характера аварийного события, связанного с потерей генерирующей мощности либо пропускной способности линии связи АЭК с ЕЭС.

В рамках выполняемой работы моделирование переходных электромеханических процессов не производится. Все значения активных мощностей рассматриваются как установившиеся, а их численные значения носят условный характер и используются только для работы блока формирования ЭПУ и алгоритмов решения комбинаторной задачи. Такой подход позволяет сосредоточиться на оценке эксплуатационных характеристик алгоритма выбора объема и состава ОН, работающей под управлением САОН, и не учитывать влияние динамических факторов, которые не являются предметом выполняемого исследования.

В модели АЭК рассматриваются четыре ГУ двух типов различных номинальных мощностей и динамических характеристик. К первому типу ГУ относятся ГУ № 1 и № 2, а ко второму типу – № 3 и № 4. Такое разделение отражает возможное наличие в составе АЭК ГУ с различными номинальными параметрами и обеспечивает вариативность сценариев.

Возможности быстрого сброса или набора мощности для каждой ГУ приняты равными 15 % от ее номинальной мощности. Это допущение позволяет ориентировочно учитывать динамические возможности САУ ГУ и является

достаточным для оценки изменения баланса активных мощностей в послеаварийном режиме. При этом предполагается, что действия автоматики управления ГУ являются достаточными для поддержания устойчивой работы остающихся в работе генераторов и предотвращения их выхода из синхронизма при отключении одной или нескольких ГУ.

Активная нагрузка в сценариях моделирования численно определяется как сумма мощности, передаваемой от ЕЭС по линиям связи с АЭК, и мощности ГУ, остающихся в работе после аварийного события. При этом потери активной мощности в распределительной сети в рамках моделирования не учитываются. Это упрощение позволяет исключить некоторую дополнительную неопределенность, связанную с перераспределением потерь при изменении состава нагрузки в случае выполнения ОН, и сосредоточить внимание на разработке алгоритмов формирования УВ.

При проведении имитационных экспериментов рассматриваются два исходных режима работы АЭК, различающиеся условиями подключения к внешней энергосистеме и уровнем загрузки оборудования. Такое разделение позволяет оценить поведение алгоритмов САОН как в условиях параллельной работы с ЕЭС, так и в условиях автономного функционирования АЭК.

Исходный режим 1 характеризуется следующими условиями:

- АЭК работает в параллельном режиме с ЕЭС. Мощность перетока от ЕЭС в АЭК составляет 75 % от его максимального значения, что соответствует режиму неполной загрузки линий связи.
- Все ГУ включены и работают на две СШ: к первой СШ подключены две ГУ первого типа, к второй СШ подключены две ГУ второго типа. Загрузка каждой ГУ составляет 90 % от ее максимальной мощности.
- НЭ отключены и выведены из работы.
- В составе АЭК имеется 100 ЭПУ различной мощности и различных классов напряжения, часть из которых находится в отключенном состоянии. ЭПУ абсолютно независимые, то есть отключение любого ЭПУ не влияет на условия работы остальных ЭПУ.

Перечень рассматриваемых ситуаций для исходного режима 1:

1. отключение линий связи АЭК с ЕЭС;
2. отключение одного генератора первого типа (ГУ №1);
3. отключение одного генератора второго типа (ГУ №3);
4. отключение первой СШ – отключение ГУ №1 и ГУ №2;
5. отключение второй СШ – отключение ГУ №3 и ГУ №4.

Каждая из перечисленных ситуаций приводит к снижению доступной активной мощности либо и, как следствие, требует формирования УВ САОН.

Исходный режим 2 характеризуется следующими положениями:

- АЭК работает в автономном режиме – линии связи АЭК с ЕЭС отключены и выведены из работы.

- Все ГУ включены, и работают на две СШ: к первой СШ подключены две ГУ первого типа, к второй СШ подключены две ГУ второго типа. Загрузка каждой ГУ составляет 80% от ее максимальной мощности.

- НЭ отключены и выведены из работы.

- В составе АЭК работают 100 ЭПУ различной мощности и различных классов напряжения, часть из которых находится в отключенном состоянии. ЭПУ абсолютно независимые, то есть отключение любого ЭПУ не влияет на условия работы других ЭПУ.

Изменение активных мощностей ГУ, результирующий баланс мощности, P_{total} , P_{after_max} для всех сценариев представлены в таблице 4.1. В графическом виде изменения мощностей приведены в приложении «В». Совокупность описанных сценариев позволяет охватить наиболее характерные аварийные ситуации, которые могут являться стартовыми событиями для формирования УВ САОН, и тем самым обеспечить достаточную полноту и репрезентативность имитационного эксперимента.

Автономный режим работы характеризуется невозможностью использования внешних резервов мощности, что делает последствия аварийных событий более существенными с точки зрения баланса активных мощностей и требований к работе САОН.

Таблица 4.1 – Изменение мощностей ГУ и результирующие величины нагрузки по сценариям по исходным режимам 1 и 2

№ п/п	Доаварийный режим							Послеаварийный режим						Описание сценария аварийного события
	Р ГУ №1, кВт	Р ГУ №2, кВт	Р ГУ №3, кВт	Р ГУ №4, кВт	Переток от ЕЭС, кВт	Макс. переток от ЕЭС, кВт	Нагрузка до аварийного события, кВт	Р ГУ №1, кВт	Р ГУ №2, кВт	Р ГУ №3, кВт	Р ГУ №4, кВт	Переток от ЕЭС, кВт	Верхняя граница нагрузки после авар. события, кВт	
Параллельный режим работы														
1	2475	2475	4770	4770	3000	4000	17490	2750	2750	5300	5300	0	16100	Отключение линии связи АЭК с ЕЭС
2	2475	2475	4770	4770	3000	4000	17490	0	2750	5300	5300	4000	17350	Отключение ГУ первого типа (ГУ №1)
3	2475	2475	4770	4770	3000	4000	17490	2750	2750	0	5300	4000	14800	Отключение ГУ второго типа (ГУ №3)
4	2475	2475	4770	4770	3000	4000	17490	0	0	5300	5300	4000	14600	Отключение первой СШ – отключение ГУ №1 и ГУ №2
5	2475	2475	4770	4770	3000	4000	17490	2750	2750	0	0	4000	9500	Отключение второй СШ – отключение ГУ №3 и ГУ №4

Продолжение таблицы 4.1

№ п/п	Доаварийный режим							Послеаварийный режим						Описание сценария аварийного события
	Р ГУ №1, кВт	Р ГУ №2, кВт	Р ГУ №3, кВт	Р ГУ №4, кВт	Переток от ЕЭС, кВт	Макс. переток от ЕЭС, кВт	Нагрузка до аварийного события, кВт	Р ГУ №1, кВт	Р ГУ №2, кВт	Р ГУ №3, кВт	Р ГУ №4, кВт	Переток от ЕЭС, кВт	Верхняя граница нагрузки после авар. события, кВт	
Автономный режим работы														
6	2200	2200	4240	4240	0	4000	12880	0	2612	5035	5035	0	12682,5	Отключение ГУ первого типа (ГУ №1)
7	2200	2200	4240	4240	0	4000	12880	2612	2612	0	5035	0	10260	Отключение ГУ второго типа (ГУ №3)
8	2200	2200	4240	4240	0	4000	12880	0	0	5035	5035	0	10070	Отключение первой СШ – отключение ГУ №1 и ГУ №2
9	2200	2200	4240	4240	0	4000	12880	2612	2612	0	0	0	5225	Отключение второй СШ – отключение ГУ №3 и ГУ №4

Перечень рассматриваемых ситуаций для исходного режима 2:

1. отключение одного генератора первого типа (ГУ №1);
2. отключение одного генератора второго типа (ГУ №3);
3. отключение первой СШ – отключение ГУ №1 и ГУ №2;
4. отключение второй СШ – отключение ГУ №3 и ГУ №4.

В совокупности рассмотренные исходные режимы и аварийные ситуации формируют девять типовых сценариев моделирования, которые использованы для проверки работы алгоритма выбора отключаемой мощности и состава ЭПУ для ОН. В каждом сценарии определяется соответствующее изменение активных мощностей, на основе которого задаются значения P_{total} , P_{after_min} , P_{after_max} , передаваемые в блок формирования ЭПУ.

4.4 Результаты моделирования по эвристически подобранным настройкам генетического алгоритма

В этом параграфе содержится описание комбинаций параметров и операторов ГА, используемых при проведении имитационного моделирования, а также анализ полученных результатов с точки зрения критериев качества функционирования САОН. Рассматриваются как количественные показатели результативности алгоритма, так и их соответствие требованиям, сформулированным ранее в главе 2.

В рамках исследования рассмотрена работа ГА при изменяемом количестве ЭПУ. Суммарное машинное время, затраченное на выполнение всех экспериментов, составило около 200 часов. Все вычислительные эксперименты выполнялись на персональном компьютере, оснащённом процессором AMD Ryzen 5 5600H с тактовой частотой 3,30 ГГц. Приведенные характеристики вычислительной платформы позволяют корректно интерпретировать полученные оценки времени работы алгоритма.

При моделировании использовались следующая комбинация параметров и операторов ГА:

- размер популяции – 200 особей;
- число поколений – 100;
- оператор отбора – турнирный отбор с размером турнира 5 особей;
- оператор скрещивания – четырёхточечное скрещивание с вероятностью скрещивания 0,8 между особями;
- оператор мутации – побитовая мутация с вероятностью мутации особи 0,05 и вероятностью мутации гена 0,05.

Комбинация параметров и операторов ГА выбрана автором эвристически. Выбор комбинации не являлся результатом предварительной оптимизации или подбора, что позволяет рассматривать полученные результаты как базовую оценку эффективности ГА при случайных настройках.

Учитывая стохастический характер ГА, оценка его эффективности осуществлялась на основе совокупности повторных вычислительных экспериментов, что позволило получить статистически устойчивые результаты. В каждом запуске рассматривалось 9 сценариев моделирования, а количество ЭПУ изменялось в диапазоне от 15 до 70 единиц. Для каждого сочетания сценария и количества ЭПУ проводилось по 10000 опытов. Таким образом, общее количество выполненных вычислительных экспериментов составило 5040000. Объём полученных данных можно считать достаточным для анализа результативности работы алгоритма при исследуемом сочетании параметров и операторов ГА.

На рисунке 4.2 представлен график зависимости доли оптимальных решений от общего числа полученных решений при различном количестве ЭПУ для различных номеров сценария. По оси абсцисс отложено количество ЭПУ, по оси ординат – доля оптимальных решений, найденных ГА для заданного количества ЭПУ в рамках соответствующего сценария.

Анализ представленных на рисунке 4.2 зависимостей показывает, что при увеличении количества ЭПУ доля оптимальных решений снижается. При этом результативность алгоритма в сценариях 2 и 6 оказалась более высокой, чем в остальных сценариях. Следует отметить, что в сценарии 9 наблюдается наихудшая результативность, что выражается в расположении соответствующей

зависимости ниже остальных. Это свидетельствует о том, что при увеличении значения активной мощности, подлежащей отключению, эффективность ГА существенно снижается.

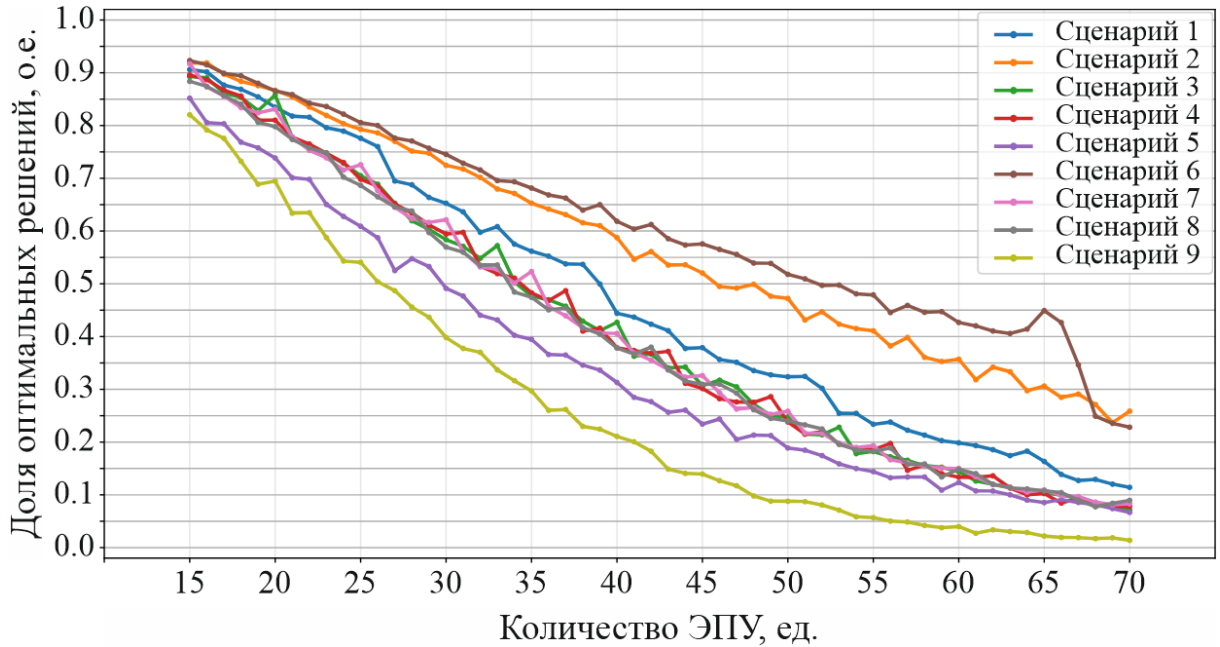


Рисунок 4.2 – График зависимости доли оптимальных решений от общего числа решений задачи с помощью ГА от количества ЭПУ в модели АЭК по сценариям

Такое поведение, вероятнее всего, связано с ростом требуемой к отключению мощности и, как следствие, с усложнением задачи выбора оптимального состава нагрузки. Также, при 15 ЭПУ оптимальный результат в сценарии 6 получен в 9232 случаях из 10000, тогда как в сценарии 9 – лишь в 8204 случаях из 10000. При увеличении количества ЭПУ до 70 наилучшая результативность составила 2586 оптимальных решений из 10000. В то же время в сценарии 9 при 70 ЭПУ ГА нашёл оптимальное решение лишь в 138 случаях из 10000, что соответствует доле 0,014.

Далее проанализированы временные затраты ГА на решение задачи. На рисунке 4.3 приведены зависимости среднего времени решения задачи ГА от количества ЭПУ при различных номерах сценариев.

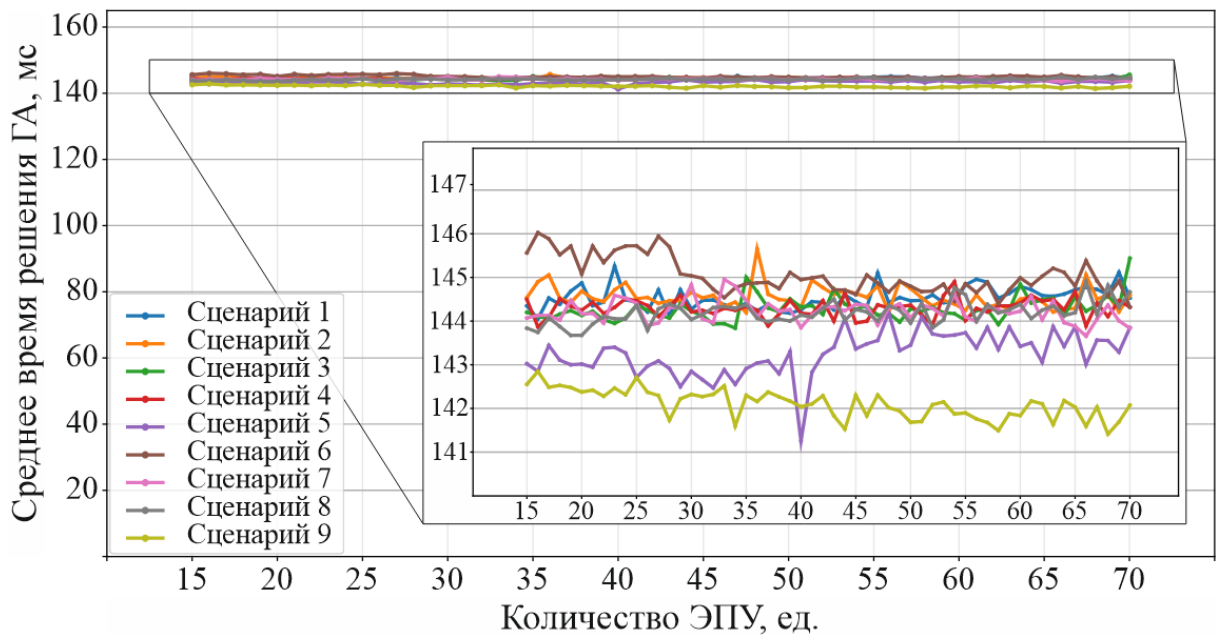


Рисунок 4.3 –Графики зависимостей среднего времени работы ГА от количества ЭПУ для различных выбранных сценариев

Из рисунка 4.3 следует, что среднее время решения задачи в незначительной степени зависит от размера области поиска. При 15 ЭПУ максимальное среднее время решения составляет 145,56 мс в сценарии 6, а минимальное – 142,55 мс в сценарии 9. При 70 ЭПУ максимальное время работы алгоритма составляет 145,44 мс в сценарии 3, а минимальное – 142,07 мс в сценарии 9. Наблюдаемый разброс значений в пределах нескольких миллисекунд может быть обусловлен фоновой загрузкой центрального процессора сторонними процессами, связанными с операционной системой (ОС) и системными задачами ОС «Windows».

Для более детального анализа качества решений построены графики кумулятивной функции распределения (CDF – cumulative distribution function), описывающей вероятность того, что относительное отклонение найденного ГА решения от оптимального значения не превышает заданную величину. По оси абсцисс отложена относительная ошибка в процентах по сравнению с оптимальным решением, по оси ординат – вероятность того, что ошибка принимает значение, меньшее либо равное соответствующему значению по оси абсцисс. На рисунке 4.4 приведён соответствующий график.

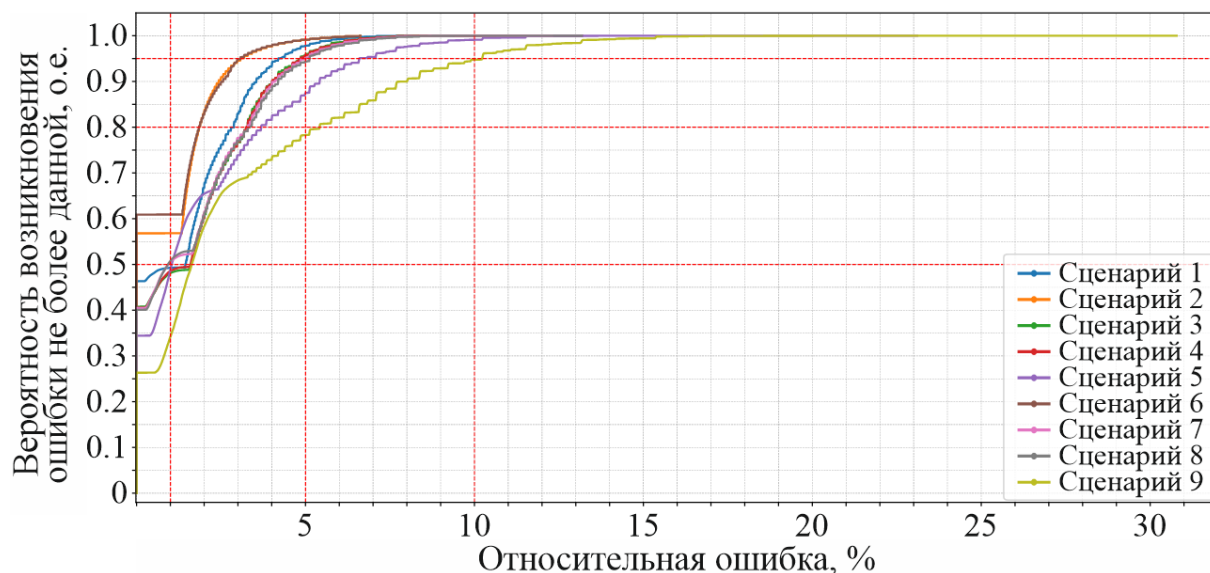


Рисунок 4.4 – Кумулятивная функция распределения при работе ГА по различным сценариям

На рисунке 4.4 вертикальными линиями отмечены уровни ошибок в 1, 5 и 10 процентов, а горизонтальными – вероятностные уровни 0,5, 0,8 и 0,95 достижения ошибки. Анализ графика показывает, что при наихудшей работе алгоритма в сценарии 9 вероятность получения решения с ошибкой менее 1 % составляет 0,34. С вероятностью 0,78 ошибка не превышает 5 %, а с вероятностью 0,95 – 10,2 %. Максимальная зафиксированная ошибка в сценарии 9 составила 30,77 %. При этом с вероятностью 0,5 ошибка не превышает 1,63 %, с вероятностью 0,8 – 5,41 %, а с вероятностью 0,95 – 10,23 % относительно оптимального решения.

В сценарии 6, характеризующемся наилучшей работой алгоритма, вероятность ошибки менее 1 % составляет 0,61. Вероятности получения решения с ошибкой менее 5 и 10 % составляют 0,99 и 1,00 соответственно. Максимальная ошибка в этом сценарии не превышает 6,62 %. Также установлено, что с вероятностью 0,56 ошибка равна нулю, с вероятностью 0,8 не превышает 1,84 %, а с вероятностью 0,95 – 3,1 %.

В главе 2 были сформулированы основные критерии качества функционирования САОН:

- избирательность;

- быстродействие;
- сходимость к оптимальному решению;
- масштабируемость.

Проверка выполнения критерия избирательности реализована непосредственно на уровне программной реализации алгоритма: в решении, полученном в результате работы алгоритма, производится контроль изменения состояния КА ЭПУ, отключённых до начала эксперимента. Таким образом, избирательность в рамках проведённых экспериментов может считаться обеспеченной.

Выполнение критерия быстродействия характеризуется суммарным временем от момента возникновения аварийного возмущения до фактического приёма УВ КА и при моделировании оценивается по времени выполнения основного алгоритма. Как следует из рисунка 4.3, при увеличении количества ЭПУ время работы ГА остаётся в пределах ограниченного интервала, что свидетельствует о сохранении быстродействия при росте размерности задачи.

Оценка сходимости к оптимальному решению выполняется на основе анализа данных, представленных на рисунке 4.2, из которого видно, что при увеличении количества ЭПУ ГА в ряде сценариев перестаёт обеспечивать приемлемую вероятность нахождения оптимального решения. В худшем случае вероятность нахождения оптимального решения при 15 управляемых ЭПУ составляет 0,82, однако при увеличении количества управляемых ЭПУ до 70 она уменьшается в 58 раз до 0,014, что не позволяет считать этот критерий выполненным.

Критерий масштабируемости также оценивается по результатам, представленным на рисунке 4.2 – 4.3. Анализ показывает, что при увеличении количества ЭПУ эффективность применения исследуемого алгоритма существенно снижается. Характер кривых на рисунке 4.3 указывает на отсутствие значительного роста времени вычислений, однако ухудшение качественных характеристик решений на рисунке 4.2 свидетельствует о том, что при текущих настройках алгоритм не удовлетворяет требованию масштабируемости.

В связи с этим представляется целесообразным рассмотреть возможность применения метаГА, позволяющего улучшать характеристики сходимости и масштабируемости. Рассмотрение такого подхода проведено в последующих двух параграфах.

4.5 Результаты работы метагенетического алгоритма

Рассмотрим результаты работы метаГА, реализованного и работающего на отдельной вычислительной платформе. По сравнению с ГА метаГА характеризуется существенно большими временными затратами, что обусловлено принципом его функционирования. В процессе работы метаГА осуществляется многократный запуск ГА при различных сочетаниях его параметров и операторов с целью поиска наилучшей конфигурации, обеспечивающей устойчивое и эффективное решение задачи. Таким образом, вычислительная сложность практического использования метаГА определяется не только сложностью одного запуска ГА, но и количеством таких запусков, выполняемых в рамках каждого поколения метаГА.

При проведении эксперимента запуск метаГА был выполнен 7 раз для одного и того же набора входных данных, приведённых в таблице 4.2 и имитирующих работу ГА при решении задачи выбора состава и мощности ОН. Отдельно выделены те ЭПУ, комбинация которых является оптимальной для выбранного набора входных данных. При этом каждый запуск метаГА осуществлялся при различном начальном сочетании его гиперпараметров. В рамках всех экспериментов предполагалось, что на момент запуска все ЭПУ являются управляемыми и находятся во включенном состоянии. Значения гиперпараметров метаГА, использованных при каждом запуске, представлены в таблице 4.3.

С целью обеспечения статистической достоверности результатов и исключения влияния случайных факторов, обусловленных наличием произвольных событий в работе ГА, каждый набор параметров и операторов ГА

подвергается серии независимых запусков при одинаковых исходных условиях, что соответствует логике работы метаГА. По совокупности полученных значений ответов ГА в рамках этих независимых запусков формируется значение целевой функции метаГА. Такой подход позволяет получать статистически надёжные оценки качества различных комбинаций параметров и операторов ГА. Количество повторных запусков ГА для каждой комбинации параметров отражено в столбце «Повтор ГА» таблицы 4.3.

Таблица 4.2 – Мощности ЭПУ и соответствующие им ущербы в экспериментах метаГА

№ ЭПУ	Р _{тек} ЭПУ, кВт	V _{тек} ЭПУ, у.е.	№ ЭПУ	Р _{тек} ЭПУ, кВт	V _{тек} ЭПУ, у.е.	№ ЭПУ	Р _{тек} ЭПУ, кВт	V _{тек} ЭПУ, у.е.
1	29	20	18	38	25	35	41	27
2	44	29	19	36	29	36	44	26
3	36	28	20	44	18	37	30	21
4	34	24	21	44	27	38	48	19
5	37	25	22	42	25	39	42	19
6	44	28	23	38	25	40	45	25
7	31	30	24	36	26	41	43	25
8	38	15	25	38	21	42	51	16
9	43	16	26	40	11	43	39	25
10	41	19	27	42	19	44	33	27
11	36	25	28	31	29	45	38	27
12	31	20	29	42	26	46	32	26
13	37	22	30	41	21	47	44	11
14	42	24	31	40	25	48	32	21
15	41	23	32	31	22	49	36	26
16	35	27	33	40	23	50	34	25
17	31	26	34	45	24	-	-	-

Таблица 4.3 – Описание гиперпараметров метаГА при многократном запуске в ходе оптимизации комбинаций параметров и операторов ГА

Запуск метаГА	Особей метаГА	Поколений метаГА	Повтор ГА	Размер турнира	Вид оператора скрещивания	Р мутации особи	Р мутации гена в особи
1	50	50	100	5	равномерное	0,1	0,125
2	100	50	100	5	равномерное	0,1	0,125
3	150	50	100	5	равномерное	0,1	0,125
4	50	50	1000	5	равномерное	0,1	0,125
5	100	32	1000	5	равномерное	0,1	0,125
6	150	26	1000	5	равномерное	0,1	0,125
7	50	5	10000	5	равномерное	0,1	0,125

При работе метаГА в первую очередь формируется начальная популяция особей метаГА, представляющая собой набор случайных сочетаний параметров и операторов ГА, вариативность которых представлена в таблице 4.4.

Используемые операторы отбора ГА:

1. турнирный отбор (tournament selection) – размер турнира от 2 до 10;
2. пропорциональный отбор (fitness proportionate selection);
3. ранжированный отбор (rank selection);
4. стохастическая универсальная выборка (stochastic universal sampling);
5. метод масштабирования приспособленности (scaling fitness).

Используемые операторы скрещивания в ГА:

1. k–точечное скрещивание (k–point crossover) – количество точек скрещивания от 1 до 5;
2. равномерное скрещивание (uniform crossover) – вероятность наследования гена от родителя 1 или от родителя 2 потомку одинаковая.

Используемые операторы скрещивания в ГА:

1. битовая инверсия (bit flip mutation);
2. многобитовая инверсия (multiple bit flip mutation);
3. обмен битов (swap mutation);
4. инверсия подстроки (substring inversion mutation).

Таблица 4.4 – Диапазоны параметров ГА в эксперименте и их шаг при создании случайной начальной популяции метаГА

Параметр	Мин. значение	Макс значение	Шаг	Тип данных
Размер популяции	100	600	2	Integer
Количество поколений	50	200	2	Integer
Тип отбора	0	4	1	Char
Размер турнира при турнирном отборе	2	10	1	Char
Тип скрещивания	0	5	1	Char
Вероятность скрещивания, о.е.	0	1	0,01	Double
Тип мутации	0	3	1	Char
Вероятность мутации особи, о.е.	0	1	0,01	Double
Вероятность мутации гена в особи, о.е.	0	1	0,01	Double

На рисунках 4.5–4.11 представлены зависимости среднего времени работы ГА для лучших сочетаний параметров и операторов, сформированных метаГА, от номера поколения метаГА.



Рисунок 4.5 – Зависимость лучшего результата по времени решения в поколении метаГА от номера поколения в первом эксперименте метаГА

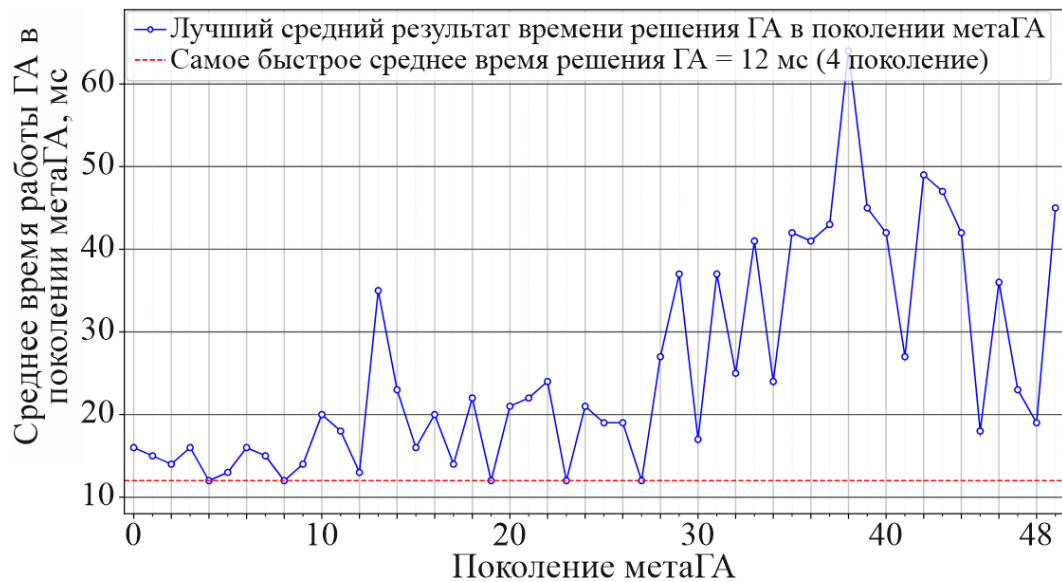


Рисунок 4.6 – Зависимость лучшего результата по времени решения в поколении метаГА от номера поколения во втором эксперименте метаГА

Следует отметить, что все комбинации параметров и операторов ГА, попавшие в так называемый «зал славы» метаГА по поколениям, обеспечивают

нахождение оптимального решения задачи в максимально возможном числе повторений, равном 100, 1000 и 10000 в соответствующих экспериментах. В связи с этим при сравнении таких комбинаций по значению целевой функции метаГА предпочтение отдаётся тем из них, которые обеспечивают минимальное среднее время решения задачи.



Рисунок 4.7 – Зависимость лучшего результата по времени решения в поколении метаГА от номера поколения в третьем эксперименте метаГА

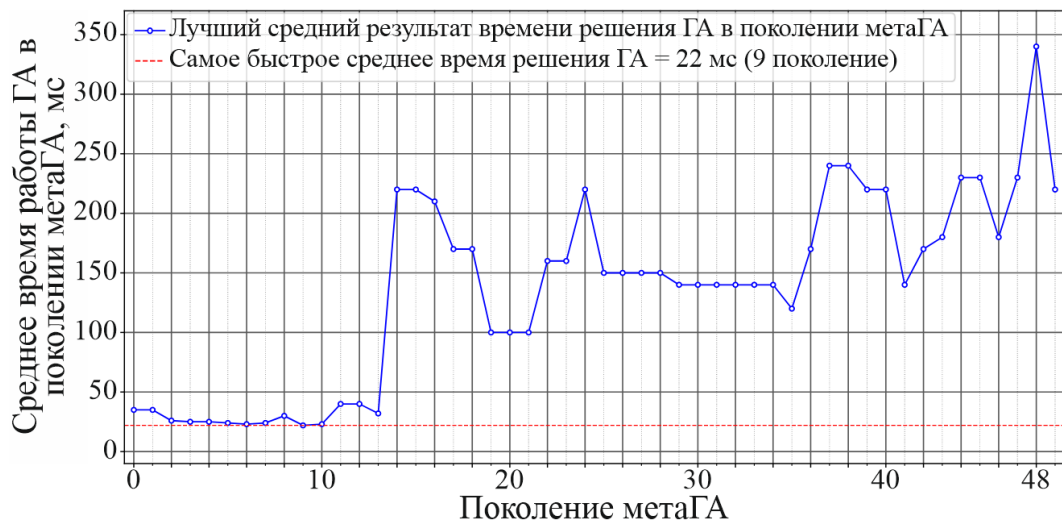


Рисунок 4.8 – Зависимость лучшего результата по времени решения в поколении метаГА от номера поколения в четвертом эксперименте метаГА



Рисунок 4.9 – Зависимость лучшего результата по времени решения в поколении метаГА от номера поколения в пятом эксперименте метаГА

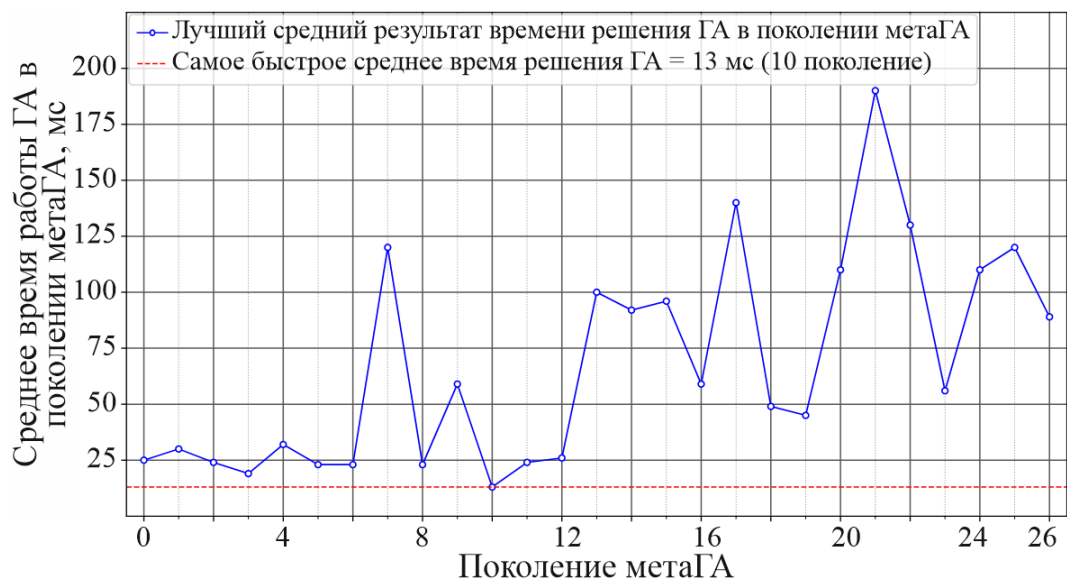


Рисунок 4.10 – Зависимость лучшего результата по времени решения в поколении метаГА от номера поколения в шестом эксперименте метаГА

Следует отметить, что выбор гиперпараметров метаГА оказывает существенное влияние на результаты его работы, однако в рамках настоящего исследования этот вопрос не рассматривается. Вместе с тем проведённые эксперименты позволяют в какой-то мере продемонстрировать значимость предварительной настройки гиперпараметров метаГА. В частности, при равных значениях времени решения приоритетными считаются те результаты работы

метаГА, для которых в процессе формирования статистических данных выполняется большее число запусков ГА. В этой связи, результаты экспериментов метаГА № 4, 5 и 6 имеют приоритет по сравнению с результатами экспериментов № 1, 2 и 3 при одинаковом времени решения. Эксперимент № 7 обладает абсолютным приоритетом среди всех проведённых экспериментов при равном времени решения, поскольку в рамках этого эксперимента была собрана наибольшая статистическая выборка.

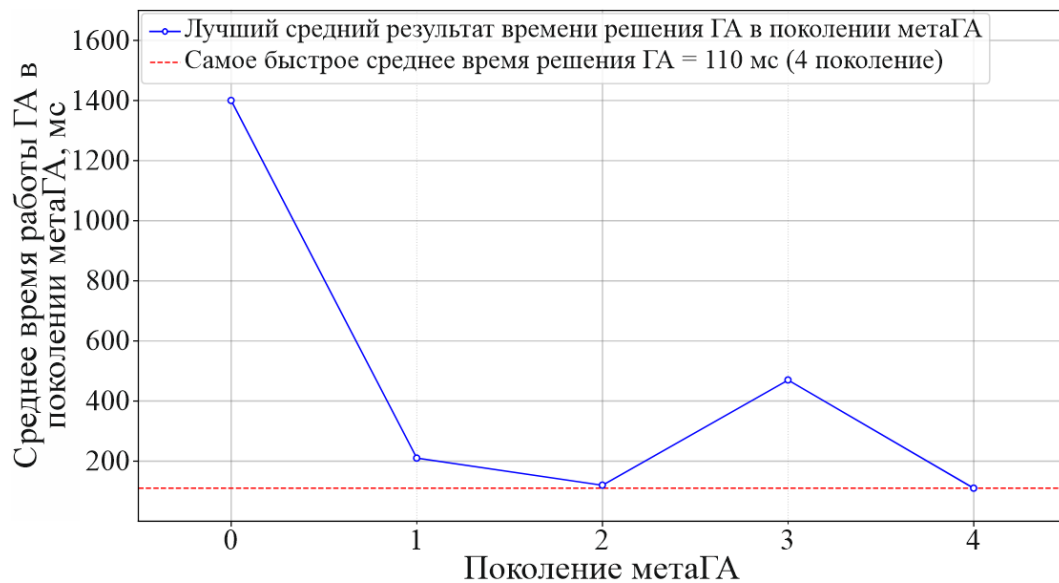


Рисунок 4.11 – Зависимость лучшего результата по времени решения в поколении метаГА от номера поколения в седьмом эксперименте метаГА

Следует отметить, что продолжительность экспериментов по запускам метаГА может превышать 24 часа и нарастает при увеличении количества повторений запуска ГА, которые выполняются для формирования более представительной статистической наработки в рамках вычисления целевой функции метаГА.

Анализ вида зависимостей, представленных на рисунках 4.5–4.11, показывает, что значение одного из параметров целевой функции метаГА, в качестве которой в настоящей работе рассматривалось среднее время работы ГА, существенно изменяется от поколения к поколению метаГА. При этом отсутствует как монотонное уменьшение, так и монотонное возрастание

параметра целевой функции. Все представленные графики имеют выраженный хаотичный характер, однако при этом явно проявляется общий тренд к увеличению среднего времени работы ГА по мере увеличения номера поколения. Это обстоятельство указывает на необходимость целенаправленного выбора и настройки гиперпараметров метаГА для обеспечения его корректной и устойчивой работы по улучшению эффективности ГА в процессе эксплуатации САОН. Стоит отметить, что в случае выявления необходимости целенаправленного изменения параметров и операторов ГА при работе метаГА, необходима организация передачи информации об этом лицам, принимающим решения. В таблицах 4.5 и 4.6 представлены обобщенные результаты всех представленных выше запусков метаГА.

Таблица 4.5 – Обобщенные результаты запусков метаГА

Номер запуска	Общая длительность, чч:мм:сс	Номер поколения с наибольшей эффективностью	Лучшее среднее время ГА, мс
1	27:10:10	32	11
2	74:21:27	4	12
3	128:36:35	10	7
4	358:32:21	9	22
5	585:09:43	2	10
6	576:46:01	10	13
7	326:44:27	4	110

Таблица 4.6 – Результаты поиска комбинаций при различных запусках метаГА по проведенным экспериментам

Комбинация параметров ГА	Номер эксперимента						
	1	2	3	4	5	6	7
Число особей	182	256	110	320	108	128	186
Число поколений	118	88	186	98	174	158	130
Оператор отбора	Ранжированный отбор						Турнирный отбор
Размер турнира	–	–	–	–	–	–	4
Оператор скрещивания (число – кол-во точек при k-точечном скрещивании)	2	1	4	5	3	Равномерное скрещивание	4

Продолжение таблицы 4.6

Комбинация параметров ГА	Номер эксперимента						
	1	2	3	4	5	6	7
Вероятность скрещивания	0,94	0,64	0,16	0,88	0,74	0,46	0,33
Оператор мутации	Обмен битов						
Вероятность мутации особи	0,38	0,92	0,55	0,56	0,78	0,97	0,79
Вероятность мутации гена	0,64	0,74	0,1	0,02	0,57	0,89	0,21
Среднее время работы ГА, мс	11	12	7	22	10	13	110

Отдельного внимания заслуживает рисунок 4.8, на котором наблюдаются так называемые «пологие» участки изменения целевой функции. Однако наличие таких участков не приводит к последовательному или устойчивому уменьшению значения целевой функции метаГА касательно времени и не может рассматриваться как признак сходимости.

На рисунке 4.11 представлены результаты только для 5 поколений метаГА. Это обусловлено чрезвычайно высокими временными затратами на проведение соответствующего эксперимента, поскольку в рассматриваемом случае для формирования статистики потребовалось выполнить 10000 запусков ГА.

В экспериментах метаГА № 2–6 в одном из первых поколений был обнаружен наилучший ответ ещё до завершения работы метаГА по причине ограничения максимального числа поколений. Однако в дальнейшем этот ответ не сохранялся в популяции и был замещён другими особями метаГА. Вероятной причиной таких результатов может являться как высокая интенсивность мутаций, так и запуск повторного расчёта целевой функции метаГА, приводящего к вытеснению ранее найденных решений.

В эксперименте метаГА № 7 были обнаружены такие сочетания параметров ГА, которые обеспечивают получение корректного решения в достаточно большом числе последовательных опытов. Это свидетельствует об устойчивости работы алгоритма на рассматриваемом тестовом наборе данных. Подобные сочетания параметров следует рассматривать в качестве приоритетных, поскольку задача обеспечения быстродействия может быть решена за счёт использования

параллельных вычислений на многоядерных процессорах либо посредством распределённых вычислительных архитектур, в которых задачи разбиваются на подзадачи и распределяются между вычислительными узлами.

Ключевым результатом проведённого анализа является установление факта существования устойчивых комбинаций параметров ГА, обеспечивающих высокое качество решения рассматриваемой задачи на тестовом наборе данных. В этом контексте эксперимент № 7 представляется наиболее значимым. Вместе с тем следует отметить, что в рамках настоящей работы не выполнялся анализ всех комбинаций параметров и операторов ГА по всем поколениям метаГА, в том числе с точки зрения возможного компромисса между временем решения и качеством результата. Этот вопрос не рассматривается в этой работе и должен быть рассмотрен при дальнейших исследованиях.

4.6 Анализ результатов моделирования работы генетического алгоритма при настройках, полученных от метагенетического алгоритма

На этом этапе исследования подробно рассматриваются результаты работы ГА при трех различных вариантах сочетаний параметров и операторов, а также проведено их сравнение с результатами работы ГА, использующего эмпирически подобранное сочетание параметров и операторов. Целью этого анализа является не только оценка эффективности различных конфигураций ГА, но и оценка эффективности работы метаГА как метода повышения качества функционирования ГА благодаря нахождению новых сочетаний параметров и операторов ГА, позволяющих решать поставленную задачу более качественно.

Как показано в разделе 4.5, в процессе использования метаГА выявлены несколько комбинаций параметров и операторов ГА, у которых результативность в процессе многократных запусков метаГА оказалась наивысшей на заранее подготовленном наборе исходных данных. Этот процесс многократного тестирования и поиска наилучшей параметрической конфигурации позволил выделить такие сочетания, которые показывают наиболее высокую

производительность и точность при выполнении задачи выбора состава и мощности отключаемой нагрузки.

Первая рассмотренная комбинация параметров и операторов ГА:

- размер популяции – 108 особей;
- число поколений – 174;
- оператор отбора – ранжированный отбор;
- оператор скрещивания – трехточечное скрещивание с вероятностью скрещивания 0,74 между особями;
- оператор мутации – обмен битов с вероятностью мутации особи 0,78 и вероятностью мутации гена 0,57.

Алгоритмы протестированы на персональном компьютере, оснащённом процессором Intel i3–10105F с тактовой частотой 3.7 ГГц. В процессе эксперимента выполнено 5040000 независимых запусков ГА для получения статистической информации. В ходе моделирования использовалось 9 различных сценариев, при этом количество ЭПУ варьировалось от 15 до 70, включая обе крайние величины. Для каждого сочетания сценария и количества ЭПУ выполнено по 10000 опытов, что позволило обеспечить достоверность статистических выводов и минимизировать влияние случайных факторов.

На рисунке 4.12 представлена зависимость доли оптимальных решений от общего числа полученных решений при различном количестве ЭПУ для различных сценариев. По оси абсцисс откладывается количество ЭПУ, а по оси ординат – доля оптимальных решений, найденных ГА для рассматриваемого количества ЭПУ в рамках соответствующего сценария. Этот график иллюстрирует зависимость эффективности работы алгоритма от изменения области поиска решений, а также демонстрирует, как изменяется результативность ГА при изменении числа ЭПУ в различных сценариях.

Сравнивая рисунок 4.2 и 4.12, можно заметить, что при увеличении числа ЭПУ ГА становится более устойчивым к снижению сходимости. Худшие результаты ГА зафиксированы также при работе сценария 9. Однако при такой комбинации параметров и операторов ГА, при 70 ЭПУ в 9 сценарии, алгоритм

нашёл верное решение в 6362 случаях из 10000. Это означает рост доли нахождения оптимального решения в 45,28 раз, с 0,014 до 0,634, что свидетельствует о значительном улучшении эффективности ГА при работе в категории критических сценариев (см. параграф 2.5), требующих максимальной отключаемой мощности.

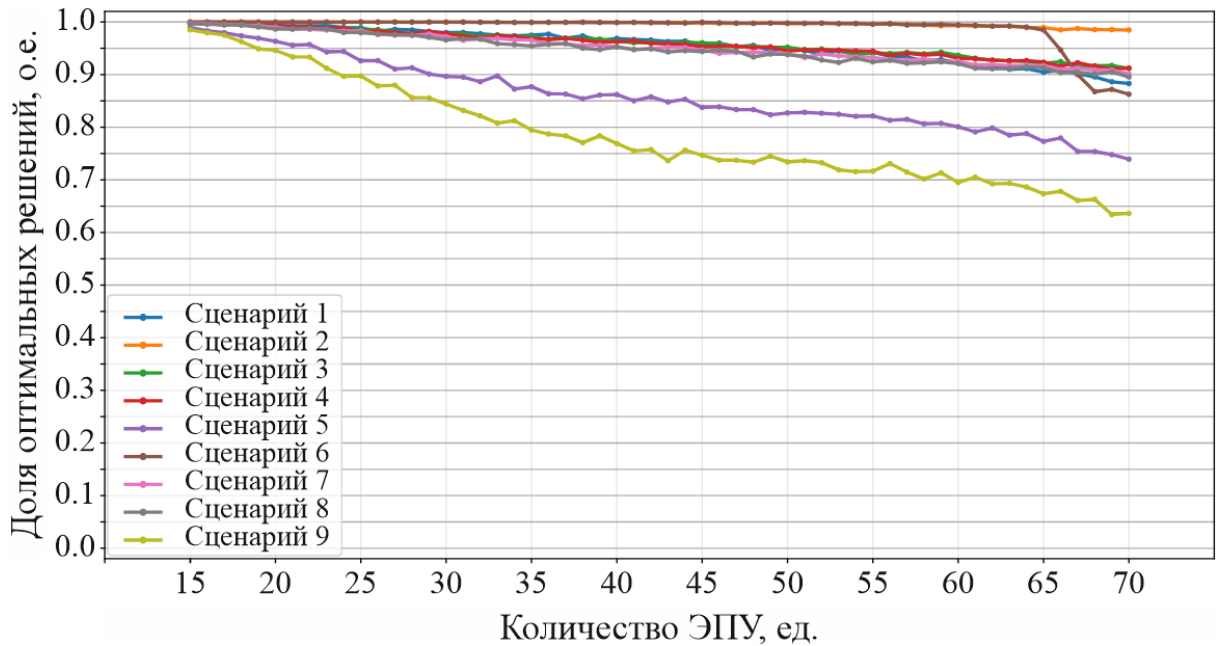


Рисунок 4.12 – Зависимость доли оптимальных решений от общего числа решений задачи с помощью ГА от количества ЭПУ в модели АЭК по сценариям в первом эксперименте.

На рисунке 4.3 представлены зависимости среднего времени работы ГА от количества ЭПУ для различных сценариев в первом эксперименте. Сравнение рисунка 4.13 с 4.3 показывает, что быстродействие ГА существенно возросло: среднее время решения задачи сократилось с 144 мс до 10 мс, что соответствует ускорению работы алгоритма в 14,4 раза. При этом наблюдается общая тенденция увеличения времени работы ГА при росте числа ЭПУ вне зависимости от номера сценария. Однако характер такого увеличения не позволяет говорить о значительном снижении быстродействия алгоритма, поскольку изменение времени решения остается в узком диапазоне. Зафиксированный разброс значений, находящийся в пределах нескольких десятых миллисекунд, может быть

обусловлен фоновой загрузкой центрального процессора вычислительными процессами, связанными с функционированием ОС и системных служб ОС «Windows».

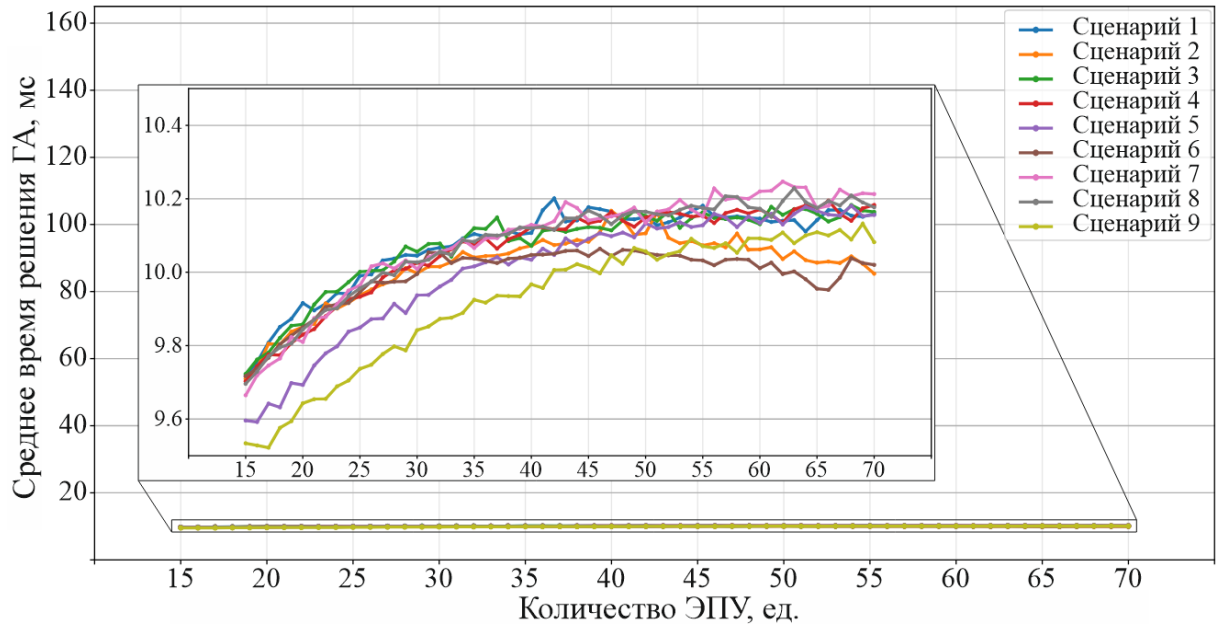


Рисунок 4.13 –Зависимости среднего времени работы ГА от количества ЭПУ для различных выбранных сценариев в первом эксперименте

График кумулятивной функции распределения для исследуемого сочетания параметров и операторов ГА представлен на рисунке 4.14. Сравнение рисунков 4.4 и 4.14 позволяет сделать вывод о повышении точности работы алгоритма. Вертикальными линиями на графиках отмечены уровни относительных ошибок 1, 5 и 10 %, а также вероятностные уровни 0,5, 0,8 и 0,95 достижения соответствующей ошибки. Анализ графика показывает, что при наихудшей работе алгоритма в сценарии 9 вероятность получения решения с ошибкой менее 1 % составляет 0,93, тогда как на рисунке 4.4 эта вероятность равнялась 0,34. С вероятностью 0,997 ошибка не превышает 5 % против 0,78 на рисунке 4.4, а с вероятностью 0,9993 – 10 %. Максимальная зафиксированная ошибка в сценарии 9 составила 27,41 %, тогда как в сценарии 6 была зафиксирована максимальная ошибка во всех запусках ГА, равная 38,36 %. При этом с вероятностью 0,8

ошибка не превышает 0,55 %, а с вероятностью 0,95 – 1,16 % относительно оптимального решения.

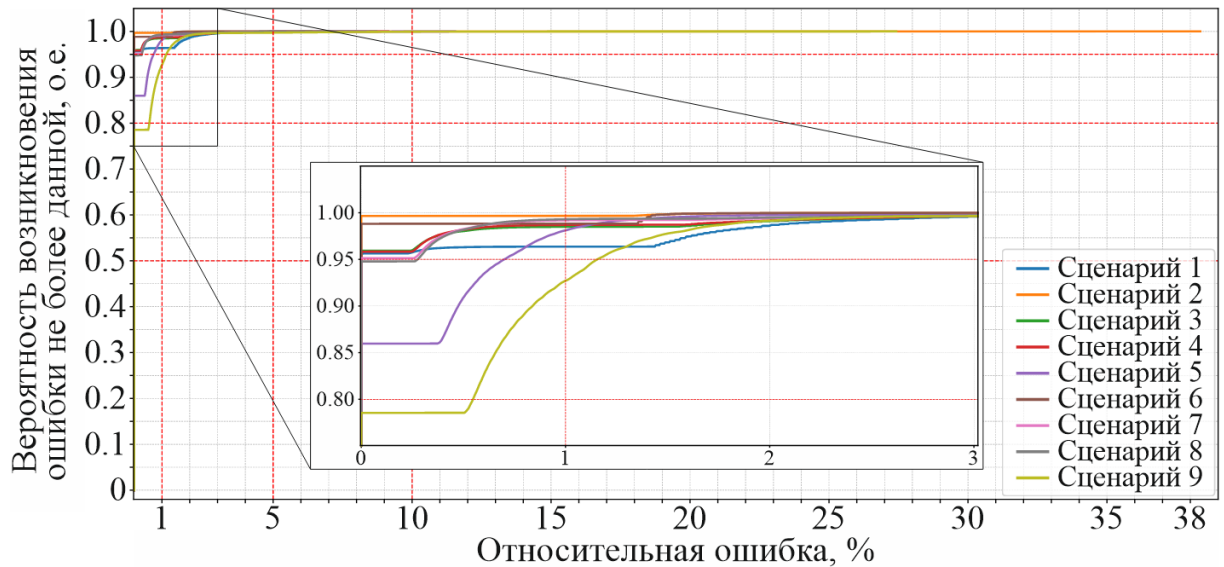


Рисунок 4.14 – Кумулятивная функция распределения при работе ГА по различным сценариям в первом эксперименте

Сравнение рисунков 4.2–4.4 и 4.12–4.14 показывает, что ГА, работая с параметрами и операторами, подобранными метаГА, имеет значительно лучшую производительность. Во-первых, алгоритм стал более эффективным в нахождении оптимальных решений. Во-вторых, наблюдается заметное повышение быстродействия, что подтверждается сокращением времени решения задачи. В-третьих, при возникновении ошибок алгоритм стал демонстрировать меньшие отклонения от оптимальных значений, что указывает на повышение точности работы. Таким образом, использование настроек, предложенных метаГА, повышает как качество, так и эффективность работы ГА.

Рассмотрим аналогичные зависимости для второй комбинации параметров и операторов ГА из шестого запуска метаГА в пункте 4.5. Вторая исследуемая комбинация параметров и операторов ГА:

- размер популяции – 128 особей;
- число поколений – 158;
- оператор отбора – ранжированный отбор;

- оператор скрещивания – равномерное скрещивание с вероятностью скрещивания 0,46 между особями;
- оператор мутации – обмен битов с вероятностью мутации особи 0,97 и вероятностью мутации гена 0,89.

Тестирование ГА реализовано на персональном компьютере с процессором Intel i3–1115G4 с тактовой частотой 3,0 ГГц. Для сбора статистической информации выполнено 5040000 независимых запусков алгоритма. Эксперименты проводились по 9 различным сценариям, при этом количество ЭПУ изменялось в пределах от 15 до 70, включая обе крайние величины. Для каждого сочетания сценария и количества ЭПУ проведено 10000 опытов как и в предыдущих экспериментах.

На рисунке 4.15 представлена зависимость доли оптимальных решений от общего числа полученных решений при различном количестве ЭПУ, в зависимости от номера сценария во втором эксперименте. По оси абсцисс указано количество ЭПУ, а по оси ординат – доля оптимальных решений, найденных ГА для каждого конкретного количества ЭПУ в рамках соответствующего сценария.

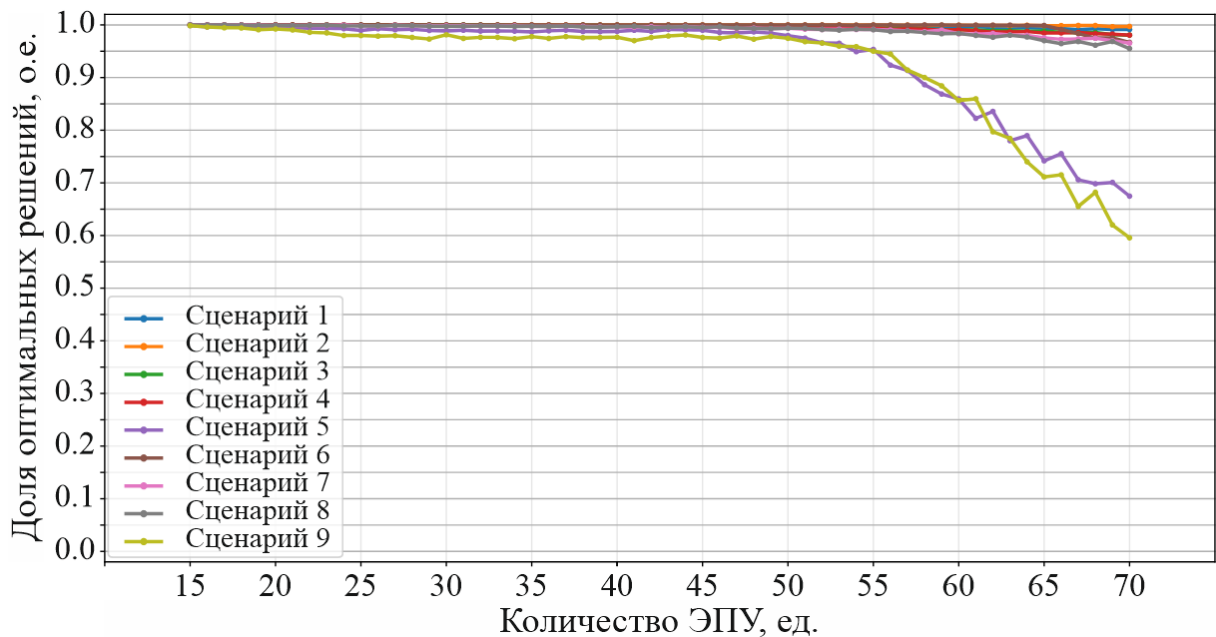


Рисунок 4.15 – Зависимость доли оптимальных решений от общего числа решений задачи с помощью ГА от количества ЭПУ в модели АЭЖ по сценариям во втором эксперименте

Из анализа рисунка 4.15 следует, что при исследуемом сочетании параметров и операторов ГА доля нахождения оптимального решения остаётся выше 0,95 при количестве ЭПУ от 15 до 55 единиц, независимо от выбранного сценария. Это свидетельствует о высокой эффективности алгоритма в рамках указанной конфигурации, поскольку в рассматриваемом диапазоне доля оптимальных решений стабильно высока. Однако, как видно из рисунка, в сценариях 5 и 9 результативность алгоритма начинает снижаться после достижения 50 ЭПУ. Так, при 70 ЭПУ в сценарии 5 доля оптимальных решений составляет 0,675, а в сценарии 9 – уже 0,596, что является наихудшим результатом среди всех проведённых экспериментов. Это показывает, что с увеличением числа ЭПУ эффективность работы алгоритма значительно ухудшается, особенно в сложных сценариях, каким является сценарий 9.

На рисунке 4.16 представлена зависимость среднего времени решения задачи ГА от количества ЭПУ для различных сценариев во втором эксперименте.

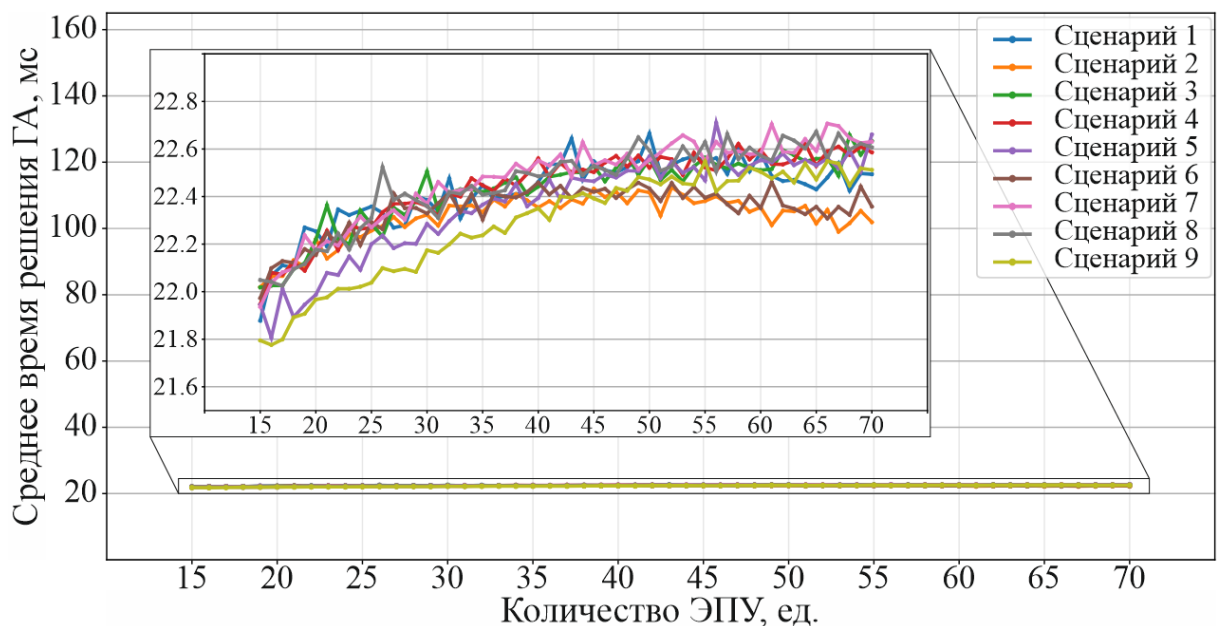


Рисунок 4.16 – зависимости среднего времени работы ГА от количества ЭПУ для различных выбранных сценариев во втором эксперименте

Среднее время работы алгоритма изменяется в пределах 1–1,5 мс, что не является критичным для эффективности работы системы в целом. Тем не менее,

из зависимостей представленных на рисунке 4.16 видно, что время решения увеличивается с ростом числа ЭПУ, но при этом это увеличение не носит линейного характера. Следует отметить, что изменение времени работы ГА при увеличении числа ЭПУ становится менее выраженным с ростом самого числа ЭПУ. Например, при 15 ЭПУ среднее время работы ГА варьируется от 21,8 мс в сценарии 9 до 22,05 мс в сценарии 8. При 70 ЭПУ среднее время работы ГА изменяется в пределах от 22,29 мс до 22,66 мс для сценариев 2 и 5 соответственно.

На рисунке 4.17 представлена кумулятивная функция распределения для исследуемого сочетания параметров и операторов ГА. Сравнение графиков на рисунках 4.4, 4.14 и 4.17 показывает заметное увеличение вероятности получения ошибки, не превышающей 1 %, что говорит о более точной работе алгоритма по сравнению со вторым экспериментом в случае отсутствия нахождения оптимального решения

На рисунке 4.17 вертикальными линиями отмечены уровни ошибок в 1, 5 и 10 %, а также вероятностные уровни 0,5, 0,8 и 0,95, которые обозначают вероятность того, что ошибка в решении меньше или равна заданным значениям. Анализ представленного графика показывает, что при наихудшей работе алгоритма в сценарии 9 вероятность получения ошибки, меньшей или равной 1 %, составляет 0,98. Вероятность того, что ошибка меньше или равной 5 %, стремится к единице, и составляет 0,99994, что указывает на достаточно высокую эффективность алгоритма в большинстве случаев.

Максимальная ошибка, зафиксированная в сценарии 9, составила 26,02 % от оптимального значения по суммарному ущербу отключенных ЭПУ. В то же время, максимальная ошибка по всем тестам ГА наблюдалась в сценарии 2 и составила 28,95 % относительно значения оптимального решения. Однако, даже в таких случаях, с вероятностью 0,92 ошибка не превышала 0,5 %, а с вероятностью 0,95 ошибка оставалась в пределах 0,58 % относительно оптимального решения.

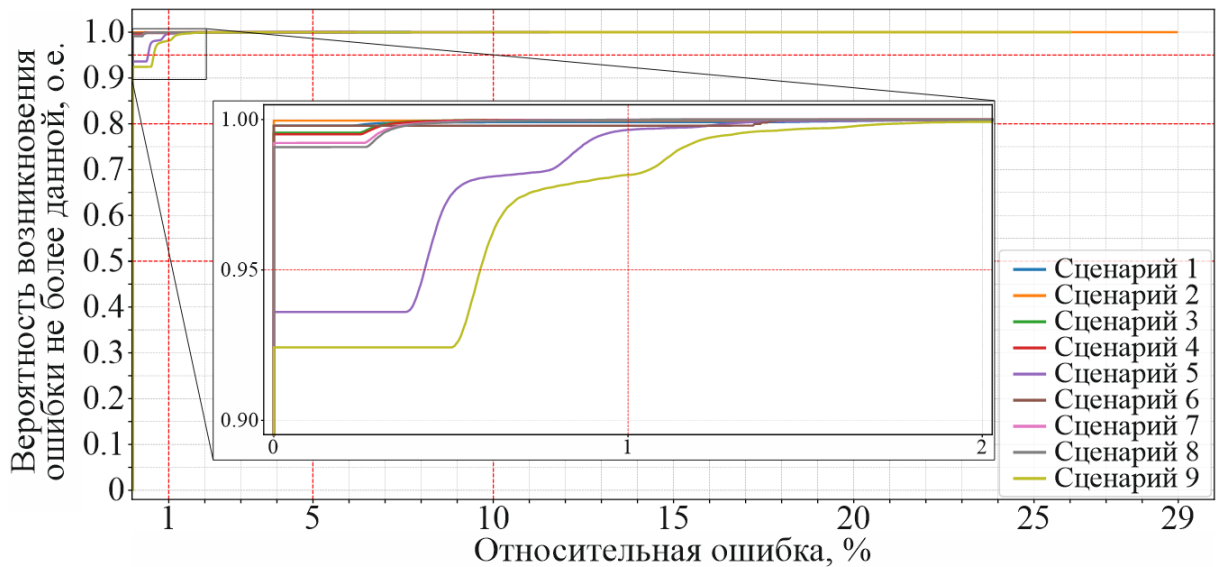


Рисунок 4.17 – Кумулятивная функция распределения при работе ГА по различным сценариям во втором эксперименте

Рассмотрим результативность итогового сочетания параметров и операторов ГА при седьмом запуске метаГА в пункте 4.5. Третье исследуемое сочетание параметров и операторов ГА:

- размер популяции – 186 особей;
- число поколений – 130;
- оператор отбора – турнирный отбор с размером турнира в 4 особи;
- оператор скрещивания – четырехточечное скрещивание с вероятностью скрещивания 0,33 между особями;
- оператор мутации – обмен битов с вероятностью мутации особи 0,79 и вероятностью мутации гена 0,21.

Тестирование ГА при этом сочетании параметров и операторов реализовано на персональном компьютере с процессором AMD Ryzen 5600H с тактовой частотой 3,3 ГГц. Для сбора статистической информации выполнено 5040000 независимых запусков алгоритма. Эксперименты проводились по 9 различным сценариям, при этом количество ЭПУ изменялось в пределах от 15 до 70, включая обе крайние величины. Для каждого сочетания сценария и количества ЭПУ проведено 10000 опытов как и в предыдущих числовых экспериментах.

На рисунке 4.18 представлена зависимость доли оптимальных результатов от общего числа решений задачи, полученных с помощью ГА, при различных количествах ЭПУ для отличающихся рассматриваемых сценариев. Из анализа рисунка следует, что результативность алгоритма в наихудших сценариях улучшилась по сравнению с предыдущими числовыми экспериментами. Наихудший результат ГА при решении задачи в сценарии 9 составил долю оптимальных решений в 0,945 при количестве ЭПУ, равном 66 и 69 (9449 из 10000 запусков алгоритма).

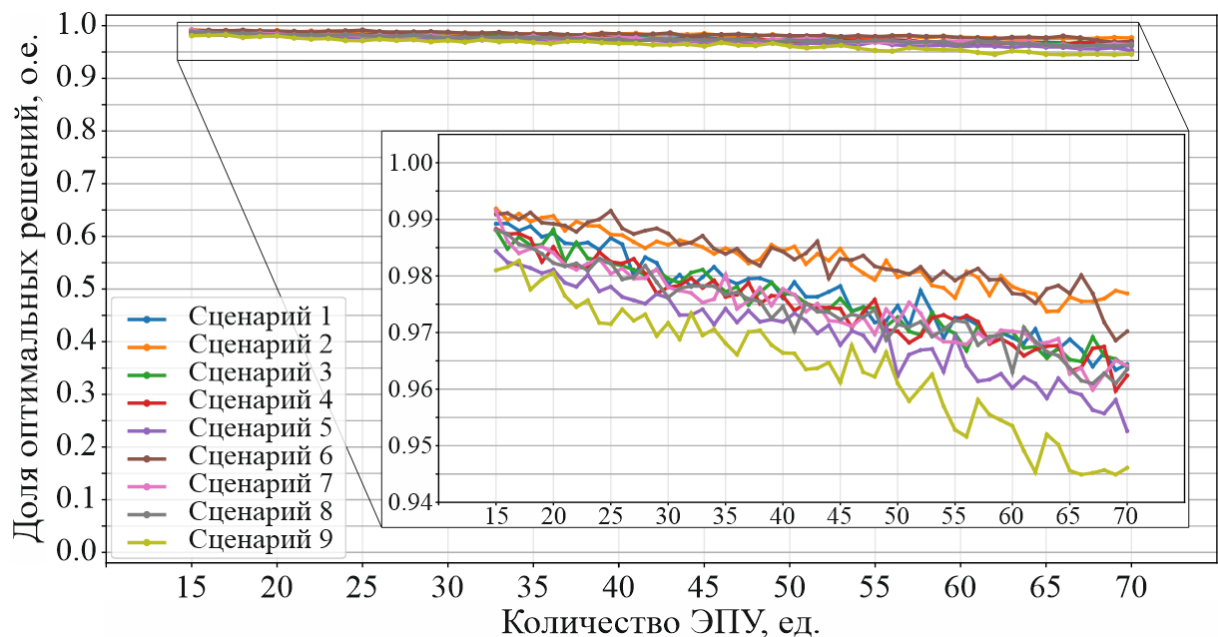


Рисунок 4.18 – Зависимость доли оптимальных решений от общего числа решений задачи с помощью ГА от количества ЭПУ в модели АЭК по сценариям в третьем эксперименте

Сравнивая зависимости, представленные на рисунках 4.18 и 4.15, можно сделать вывод, что совокупность параметров и операторов ГА, выбранная в результате седьмого запуска метаГА, обеспечивает нахождение оптимального решения в большинстве сценариев, за исключением сценариев 6 и 9, значительно лучше, чем в случае совокупности параметров и операторов ГА, выбранной на основе седьмого запуска метаГА. Это особенно заметно по результатам работы

ГА, в которых доля оптимальных решений приближается к 1 на графиках для сценариев 1, 2, 3, 5, 7 и 8 при количестве ЭПУ до 55 единиц.

Важно отметить, что для САОН критически важно, чтобы она эффективно работала при любых аварийных сценариях и возмущениях, а значит, при любых условиях работы системы. Поэтому, хотя в некоторых случаях ГА с комбинацией параметров и операторов ГА по результатам шестого запуска метаГА показывает лучшие результаты по количеству оптимальных решений, именно третья совокупность параметров и операторов ГА, полученная в результате седьмого запуска метаГА, оказывается более подходящей для решаемой задачи. Это связано с тем, что такая комбинация параметров демонстрирует достаточную производительность во всех сценариях, обеспечивая надёжную работу системы даже в наиболее тяжёлых условиях.

На рисунке 4.19 представлены зависимости среднего времени работы ГА от количества ЭПУ в зависимости от сценария в третьем эксперименте.

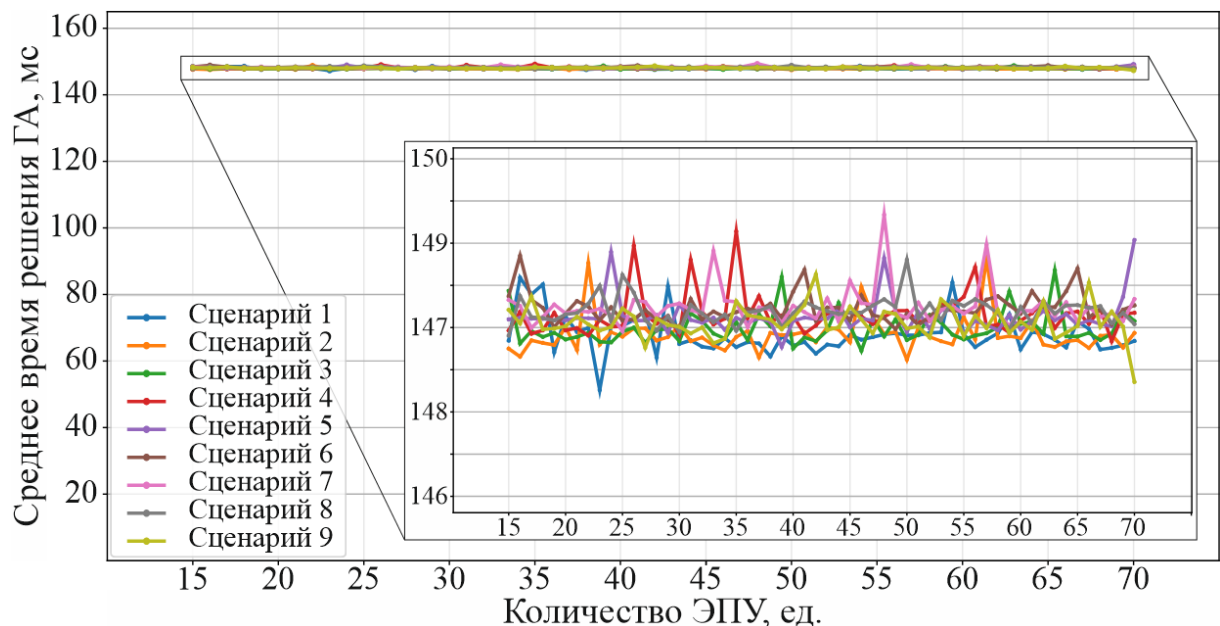


Рисунок 4.19 – Зависимости среднего времени работы ГА от количества ЭПУ для различных выбранных сценариев в третьем эксперименте

Из рисунка 4.19 видно, что время работы ГА имеет изменчивый характер, однако изменения происходят в довольно узких пределах. Это свидетельствует о

том, что среднее время работы ГА при текущем сочетании параметров и операторов не зависит от увеличения или уменьшения числа ЭПУ. Несмотря на это, можно заметить, что время работы алгоритма остаётся стабильным в рамках исследуемого диапазона ЭПУ.

Несмотря на то, что время работы ГА в рассматриваемом случае больше по сравнению с другими исследуемыми комбинациями параметров и операторов ГА, следует отметить, что с использованием параллельных вычислений время работы алгоритма можно сократить в несколько раз. Использование многозадачности и распределённых вычислений предоставляет возможность существенно ускорить выполнение расчёта, что особенно актуально при увеличении числа ЭПУ.

На рисунке 4.20 представлена кумулятивная функция распределения для третьего дополнительно исследуемого сочетания параметров и операторов ГА. Сравнивая графики на рисунках 4.4, 4.14, 4.17 и 4.20, можно заметить, что последнее сочетание параметров и операторов ГА показывает лучшие результаты. В частности, вероятность получения ошибки, относительно оптимального ответа, не превышающей 0,5 %, составляет 0,963 в сценарии 9.

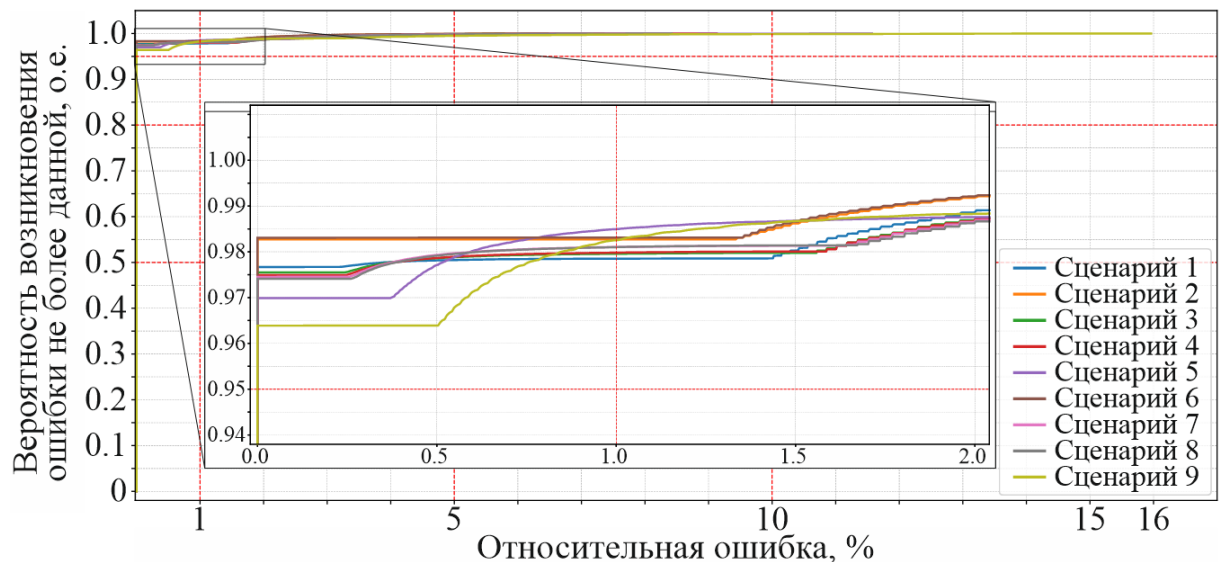


Рисунок 4.20 – Кумулятивная функция распределения при работе ГА по различным сценариям в третьем эксперименте

Максимальная ошибка в других сценариях составила 11,57 % в сценарии 5, в то время как наибольшая ошибка во всех моделированиях достигла 15,96 % в сценарии 9. Несмотря на это, результаты остаются в пределах допустимых значений для решения поставленной задачи.

Вероятность того, что ошибка оказывается меньше или равна 1 %, в худшем случае составляет 0,978 (сценарий 1), что указывает на достаточно высокую точность алгоритма. Вероятность того, что ошибка не превышает 5 %, достигает 0,995, что подтверждает стабильность и эффективность работы ГА при исследуемом сочетании параметров и операторов.

В таблице 4.7 представлены комбинации параметров и операторов ГА для рассмотренных выше результатов множественных запусков ГА.

Таблица 4.7 –Сочетания параметров и операторов ГА при исследуемых многократных запусках

Комбинация параметров ГА	Эмпирически подобранная из пункта 4.4	Результат запуска метаГА из пункта 4.5		
		5	6	7
Число особей	200	108	128	186
Число поколений	100	174	158	130
Оператор отбора	Турнирный отбор			Турнирный отбор
Размер турнира	5	–	–	4
Оператор скрещивания	4–точечное скрещивание	3–точечное скрещивание	Равномерное скрещивание	4–точечное скрещивание
Вероятность скрещивания	0,8	0,74	0,46	0,33
Оператор мутации	Многобитовая инверсия	Обмен битов		
Вероятность мутации особи	0,05	0,78	0,97	0,79
Вероятность мутации гена	0,05	0,57	0,89	0,21

В таблице 4.8 представлены совокупные характеристики результативности этих комбинаций для эмпирически подобранной конфигурации, а также для результатов работы метаГА в запусках 5, 6 и 7. Эти данные позволяют детально оценить эффективность каждого из сочетаний параметров и операторов ГА, а также выявить наилучшие их сочетания для решения исследуемой задачи.

Таблица 4.8 – Сравнительные характеристики множественных запусков ГА с различными вариантами сочетаний параметров и операторов ГА

Комбинация параметров ГА		Эмпирически подобранная из пункта 4.4	Результат запуска метаГА из пункта 4.5		
			5	6	7
Наиболее низкая доля оптимальных решений при многократном запуске, о.е.		0,014	0,634	0,596	0,945
Среднее время работы алгоритма по всем запускам, мс		144,12	10,36	22,39	148,11
Вероятность возникновения ошибки, о.е.	<= 1%	0,344	0,927	0,982	0,978
	<= 5%	0,781	0,997	0,999	0,995
	<= 10%	0,947	0,999	0,999	0,999
Максимальная величина ошибки при вероятности, %	0,5	1,629	–	–	–
	0,8	5,409	0,547	–	–
	0,95	10,231	1,156	0,583	–
Пороговое значение ошибки	Вероятность, о.е.	0,485	0,785	0,924	0,963
	Величина ошибки, %	0,263	0,486	0,488	0,486
Максимальная ошибка при запусках ГА, %		30,77	38,36	28,95	11,57

Из таблицы 4.8 видно, что последняя комбинация параметров и операторов ГА демонстрирует наилучшие результаты при решении задачи выбора состава и объёма отключаемой нагрузки в АЭК. Во–первых, максимальная ошибка во всех моделированиях оказалась минимальной и составила 11,57 %. Во–вторых, доля оптимальных решений при многократных запусках этого алгоритма является наибольшей среди всех тестируемых конфигураций и в худшем случае составляет 0,945. В–третьих, минимальную ошибку в 0,483 % ГА получаем с вероятностью 0,963 в случае, если оптимальное решение не найдено.

Таким образом, полученные результаты подтверждают результативность работы метаГА. Несмотря на то, что такой подход требует значительных затрат времени, он позволяет находить такие комбинации параметров и операторов ГА, которые значительно повышают эффект от решения задачи. Это также подтверждает целесообразность использования метаГА для адаптивной настройки

ГА в ходе работы САОН, что позволяет не только повысить её результативность со временем, но и эффективно адаптировать параметры и операторы ГА при изменении состава нагрузок. В дальнейшем это может обеспечить возможность автоматической настройки алгоритма для поддержания его высокой эффективности и точности при изменяющихся условиях работы.

Выводы по главе 4

1. Разработана методика проведения имитационного эксперимента, определены его ограничения и недостатки. Для проведения самого эксперимента в работе разработан специализированный алгоритм тестирования, представляющий собой программный комплекс, предназначенный для последовательного воспроизведения сценариев работы САОН и анализа результатов функционирования ГА.

2. Разработан алгоритм формирования значений величин экономических ущербов и мощностей ЭПУ для имитационного эксперимента. Также рассмотрены типовые сценарии моделирования, отражающие наиболее характерные события, при которых может потребоваться работа САОН.

3. Получены результаты моделирования работы ГА в составе САОН при эмпирически подобранной комбинации параметров и операторов ГА. Полученные результаты не соответствуют критериям качества работы САОН. По этой причине осуществлены запуски метаГА для определения целесообразной совокупности параметров и операторов ГА.

4. По результатам работы метаГА получены комбинации параметров и операторов ГА, протестированные в дальнейшем путём многократного имитационного моделирования с использованием алгоритма тестирования. Полученные комбинации показали существенно более качественные характеристики как по доле нахождения оптимальных решений в рассматриваемой задаче, так и по снижению вероятности появления большой величины ошибки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты работы заключаются в следующем:

1. Выполнен анализ работы ПА, использующей в качестве УВ ОН как для локальных, так и для объединенных и региональных энергосистем. Рассмотрены нормативные документы, регламентирующие работу существующих САОН. Обозначена важность технической реализации САОН в АЭК с использованием технологии УИС и учётом взаимодействия с другими подсистемами ПА.

2. Разработан перечень функциональных задач САОН в зависимости от режима работы АЭК, составлены перечни сигналов и параметров режима, получаемых от ГУ, ЭПУ, объектов АЭК, НЭ, линий связи АЭК с ЕЭС, которые необходимы для реализации функционала САОН.

3. Составлен перечень требований к разрабатываемой системе САОН, в части функционала, быстродействия, селективности, информационной безопасности, надёжности и резервирования, систем связи, интеграции в УИС, самоадаптации к изменяющимся условиям функционирования АЭК после действия САОН, масштабируемости и модификации, а также регистрации событий.

4. Определены сценарии, в соответствии с которыми выполняется моделирование работы АЭК, позволяющие проверить функциональные возможности и выполнение требований к функционированию АЭК.

5. Сформулированы критерии оценки качества функционирования САОН: избирательность, быстродействие, вероятность нахождения оптимального ответа, масштабируемость.

6. Выполнен обзор зарубежного опыта применения ГА в области электроэнергетики и обосновано использование ГА в задачах управления отключением нагрузки.

7. Предложена модульная архитектура САОН.

8. Предложен алгоритм оптимизации параметров и операторов ГА на основе эволюционного алгоритма – метаГА, входящего в состав алгоритма определения состава и мощности отключаемых ЭПУ внутри АЭК, позволяющего без участия

оператора изменять используемые параметры работы и операторы ГА для достижения максимальной эффективности работы САОН.

9. Предложены программные компоненты САОН, реализующие логику принятия решений и действий алгоритма.

10. Разработаны алгоритмы, являющиеся основными для САОН: алгоритм распознавания аварий первичного оборудования АЭК, алгоритм предварительного расчета УВ ОН по различным сценариям, алгоритм расчета необходимого резерва активной мощности в автономном режиме АЭК и алгоритм определения состава и мощности отключаемых ЭПУ внутри АЭК.

11. Разработан алгоритм формирования наборов рекомендуемых к отключению ЭПУ, являющийся ядром программы тестирования САОН. Алгоритм формирует наборы ЭПУ, в каждом из которых имеется единственный ответ с максимумом целевой функции ГА при различающихся пространствах решений. Этот алгоритм позволяет выполнять автоматическую оценку эффективности алгоритмов решения задачи выбора объема и состава ОН вне зависимости от используемого метода решения комбинаторной задачи, что позволяет сравнивать эффективность различных методов решения рассматриваемой задачи.

12. С использованием разработанной программы автоматизированной проверки алгоритмов решения задачи выбора объема и состава ОН проведена оценка эффективности работы САОН с эмпирически подобранной комбинацией параметров и операторов ГА, а также с комбинациями параметров и операторов ГА, полученных в результате применения метаГА. Анализ результатов работы метаГА позволяет сделать вывод об эффективности его использования благодаря нахождению совокупности параметров и операторов ГА, позволяющие иметь более качественные характеристики работы ГА как в части нахождения оптимальных решений выполняемой задачи, так и снижения вероятности возрастания ошибки.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АЗГ – автоматическая загрузка генераторов;
- АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;
- АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения;
- АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
- АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;
- АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
- АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты;
- АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- АРО СГО – автоматика разгрузки при отключении линии электропередачи, сетевого и (или) генерирующего оборудования;
- АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления;
- АЭК – активный энергетический комплекс;
- ВВ – высоковольтный выключатель;
- ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
- ГА – генетический алгоритм;
- ГПУ – газопоршневая установка;
- ГУ – генерирующая установка;
- ДАР – дополнительная автоматическая разгрузка;
- ДРТ – длительная разгрузка турбин энергоблоков;
- ДС – деление энергосистемы на несинхронно работающие части;
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- ИНС – искусственная нейронная сеть;
- КА – коммутационный аппарат;
- КИИ – критическая информационная инфраструктура;
- КРТ – кратковременная разгрузка турбин энергоблоков;
- ЛИСЭ – локальная интеллектуальная система электроснабжения;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- метаГА – метагенетический алгоритм;
- Модуль СиПОИ – модуль сбора и предварительной обработки информации;

- МРЧ – метод роя частиц;
- НЭ – накопитель энергии;
- ОГ – отключение генераторов;
- ОН – отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- ОС – операционная система;
- ПА – противоаварийная автоматика;
- РГ – распределенная генерация;
- РПВ/РПО – реле положения «включено» / «отключено»;
- РЗ – релейная защита;
- РЭР – распределённые энергетические ресурсы;
- САОН – система автоматического отключения нагрузки;
- СКРМ – средства компенсации реактивной мощности;
- СО – системный оператор;
- СЦЛП – смешанно-целочисленное линейное программирование;
- СШ – секция шин;
- ТЭК – топливно-энергетический комплекс;
- УВ – управляющее воздействие;
- УИС – управляемое интеллектуальное соединение;
- ФОЛ – фиксация отключения линии;
- ЭТ – электрическое торможение генераторов;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- EMS – система управления производством и распределением электроэнергии (Energy Management System);
- HMI – человеко-машинный интерфейс (Human-Machine Interface);
- LFDD – автоматическое отключение нагрузки при понижении частоты (Low-Frequency Demand Disconnection);
- SCADA – программно-аппаратный комплекс для диспетчерского управления и сбора данных (Supervisory Control and Data Acquisition);
- UFLS – автоматическая частотная разгрузка (Under-Frequency Load Shedding).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дзюба А. П., Актуальность применения активных энергетических комплексов в промышленности России / А. П. Дзюба, А. В. Семиколенов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2021. – № 9(201). – С. 31-40. – DOI 10.33285/1999-6942-2021-9(201)-31-40. – EDN МАМОАА.
2. МЭК 60050-617:2009. Международный электротехнический словарь. Часть 617. Структура/рынок электричества.
3. IEC TS 62898-3-1:2020. Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2020. URL: clk.ru/3SYMFe (дата обращения: 15.03.2026).
4. ГОСТ Р 54828–2011. Системы автоматизации электрических подстанций. Общие положения. – Введ. 2012-01-01. – М. : Стандартинформ, 2012. – 24 с.
5. СТО 56947007-29.240.10.248–2017. Цифровая подстанция. Требования к технологической инфраструктуре. – Введ. 2017-03-31. – М. : ПАО «Россети», 2017. – 89 с.
6. ГОСТ Р 56939–2016. Защита информации. Разработка безопасных систем управления технологическими процессами. Общие требования. – Введ. 2017-06-01. – М. : Стандартинформ, 2017. – 32 с.
7. Постановление Правительства РФ от 21 марта 2020 г. № 320 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования активных энергетических комплексов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> – (дата обращения: 12.08.2025).
8. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2020 г. № 507 «Об утверждении требований к управляемому интеллектуальному соединению активных энергетических комплексов» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> – (дата обращения: 12.08.2025).
9. ГОСТ Р 58651.1–2019. Интеллектуальные энергетические системы. Профиль информационной модели. Часть 1. Общие положения. — Введ. 2019-12-01. — М.: Стандартинформ, 2019.

10. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_108700/ (дата обращения: 28.02.2026).

11. Илюшин П. В., Особенности обеспечения надёжного электроснабжения промышленных потребителей в изолированных энергосистемах / П. В. Илюшин, А. М. Тыквинский // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – Т. 11, № 1(41). – С. 39-50. – EDN ECDDJL.

12. ГОСТ 34045–2017. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. – Введ. 2017-12-01. – М.: Стандартинформ, 2017. – 35 с.

13. СТО 59012820.29.020.004–2018. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования. – Введ. 2018-03-30. – М.: АО «Системный оператор ЕЭС», 2018. – 31 с.

14. Глушкин И.З., Противоаварийная автоматика в энергосистемах / И.З. Глушкин, Б.И. Иофьев – М.: Знак, 2009. – 568 с.

15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: утв. приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 (ред. от 09.12.2024). – М.: Минэнерго России, 2024. – 146 с.

16. ГОСТ Р 55105–2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования. – Введ. 2020-06-01. – М.: Стандартинформ, 2020. – 24 с.

17. ГОСТ Р 59232–2020. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования. – Введ. 2021-03-01. – М.: Стандартиформ, 2021. – 20 с.

18. ГОСТ Р 58335–2018. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования. – Введ. 2019-07-01. – М.: Стандартиформ, 2019. – 18 с.

19. Operating Code OC6 (Demand Control). Grid Code OC6.6 — Automatic Low Frequency Demand Disconnection. — National Grid ESO, GB, 2010. — 39 с. — URL: www.nationalgrid.com (дата обращения: 04.09.2025).

20. NERC Standard PRC-006-5. Automatic Underfrequency Load Shedding. — Atlanta, GA: North American Electric Reliability Corporation, 2019. – 29 p. . – URL: www.nerc.com (дата обращения: 11.08.2025)

21. IEC TS 62898-1:2017/AMD1:2023. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid planning and specification. – Geneva: International Electrotechnical Commission, 2023. – 102 p.

22. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers, in *IEEE Std 2030.7-2017*, vol., no., pp.1-43, 23 April 2018, doi: 10.1109/IEEEESTD.2018.8340204.

23. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, in *IEEE Std 1547-2018* (Revision of IEEE Std 1547-2003), vol., no., pp.1-138, 6 April 2018, doi: 10.1109/IEEEESTD.2018.8332112.

24. СТО 59012820.29.240.001–2010. Релейная защита и автоматика. Автоматика разгрузки по дефициту активной мощности (ДАР). – Введ. 2010-12-30. – М.: АО «Системный оператор ЕЭС», 2010. – 44 с.

25. Ластовкин В. Д., Коваль В. Н., Думиков А. А. Адаптивная дополнительная автоматическая разгрузка с пуском по частоте // Энергетик. – 2020. – № 12. – С. 3–8.)

26. Горькаева Е.Ю., Совершенствование алгоритма автоматической частотной разгрузки с применением технологий Smart Grid / Е. Ю. Горькаева, А. С. Деймундт, Н. М. Манапова, А. В. Демьяненко // Труды университета. – 2023. – № 4(93). – С. 428-434. – DOI 10.52209/1609-1825_2023_4_428. – EDN FUGZLF.

27. Madiba, T.; Bansal, R. C.; Mbungu, N. T. et al. Under-frequency load shedding of microgrid systems: a review // International Journal of Modelling and Simulation. – 2022. – Vol. 42, № 4. – P. 653–679. DOI:10.1080/02286203.2020.1819210

28. Peres, W.; Poubel, R. P. B.; Alipio, R. Probabilistic Load-Shedding Strategy for Frequency Regulation in Microgrids Under Uncertainties // Symmetry. – 2025. – Vol. 17, № 7. – P. 1125. DOI:10.3390/sym17071125

29. Rwegasira, D.; Bansal, R. C.; Siti, M. W. Load-shedding techniques for microgrids: A comprehensive review // International Journal of Smart Grid and Clean Energy. – 2019. – Vol. 8, № 2. – P. 123–134. DOI:10.12720/sgce.8.2.123-134

30. СТО 59012820.29.020.003–2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Автоматическая частотная разгрузка. Нормы и требования. – Введ. 2016-11-01. – М. : Системный оператор ЕЭС, 2016. – 32 с.

31. Федеральный закон от 26.07.2017 № 187-ФЗ (ред. от 10.07.2023) «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». – М. : Российская газета, 2017.

32. Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по защите значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». – М. : ФСТЭК России, 2017.

33. Hoernicke, M., Stark, K., Wittenbrink, A., Automation architecture and engineering for modular process plants – approach and industrial pilot application //

IFAC-PapersOnLine. – 2020. – Vol. 53, № 2. – P. 8255–8260. – DOI: 10.1016/j.ifacol.2020.12.1966.

34. Logenthiran T., Srinivasan D., Khambadkone A. M. Multiagent system for real-time operation of a microgrid in grid-connected and islanded modes // IEEE Transactions on Industrial Electronics. — 2011. — Vol. 58, № 7. — P. 2760–2771. — DOI: 10.1109/TIE.2010.2091710.

35. Zhang, Y. Hierarchical generation rescheduling and robust load shedding scheme considering the uncertainty of distributed generators / Y. Zhang, W. Wu, T. Xu, L. Wang // 2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies -- Asia (ISGT Asia). – 2018. -- Access num.: 18113584.

36. Wang, Z. Minimum load-shedding calculation approach considering loads difference / Z. Wang, L. Guo, K. Wu, W. Liu, J. Zhou // 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies -- Asia (ISGT ASIA). – 2014. -- Access num.: 14514576.

37. Wu, C. Simulation and optimization of load shedding scheme for islanded power system [Text] / C. Wu, L. Gao, Y. Dai // 2010 International Conference on Power System Technology. – 2010. -- Access num.: 11700461.

38. Sarwar A., Bhatti A.I., Mustafa M.W., Sultana U. MILP based load shedding strategy for islanded distribution systems // Sustainability. 2020. Vol. 12, No. 15. P. 6234. DOI: 10.3390/su12156234.

39. Ghotbi-Maleki A., Shayeghi H., Olamaei J., Moradzadeh A. MILP-based load shedding strategy for mitigating FIDVR phenomenon in smart networks // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2023. Vol. 149. P. 109001. DOI: 10.1016/j.ijepes.2023.109001.

40. Hosseini-Bioki M.M., Nazarpour D., Gharehpetian G.B. Application of particle swarm optimization for optimal load shedding // Electric Power Systems Research. 2013. Vol. 103. P. 105–112. DOI: 10.1016/j.epsr.2013.05.009.

41. Baiceanu A., Dzitac I., Filip F.G. A multi-stage load shedding method based on PSO and load forecasting // Mathematics. 2023. Vol. 11, No. 12. P. 2684. DOI: 10.3390/math11122684.

42. Delavari A., Nemati M., Moradi M.H. Multi-objective load shedding framework based on discrete PSO and fuzzy logic // *Energy and Power Engineering*. 2015. Vol. 7, No. 6. P. 207–217. DOI: 10.4236/epe.2015.76020.

43. Li X., Wang H., Liu J., Zhang Y. A machine learning-based load shedding method for frequency stability in islanded microgrids // *AIP Advances*. 2025. Vol. 15, No. 2. P. 025029. DOI: 10.1063/5.0203128.

44. Rajabdorri M., Sigrist L., Lobato E., Troffaes M.C.M., Kazemtabrizi B. Data-driven estimation of the amount of under frequency load shedding in small power systems // *Engineering Applications of Artificial Intelligence*. 2025. Vol. 139. Art. 109617. DOI: 10.1016/j.engappai.2024.109617.

45. Короткевич, М.А. Прогнозирование электрической нагрузки энергосистемы на следующие сутки с использованием метода искусственных нейронных сетей / М.А. Короткевич, В.В. Курачинский // *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. -- 2010. -- № 2.

46. Hu, X. Physics-guided deep neural networks for power flow analysis / X. Hu, H. Hu, S. Verma, Z.-L. Zhang // *IEEE Transactions on Power Systems*. -- 2021. – Vol. 36, Is. 3. – P. 2082 -- 2092.

47. Wang, Y. A Fast Load-shedding Algorithm for Power System based on Artificial Neural Network / Y. Wang, Y. Wang, Y. Ding, Y. Zhou, Z. Zhang // *2019 International Conference on IC Design and Technology (ICICDT)*. – 2019. -- Access num.: 18888963.

48. Панченко, Т.В. Генетические алгоритмы: учебно-методическое пособие / под ред. Ю. Ю. Тарасевича. – Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2007. – 87 с.

49. Манусов В. З. Исследование генетических алгоритмов для оптимизации реактивной мощности на промышленных предприятиях / В. З. Манусов, Е. С. Третьякова // *Современная техника и технологии: проблемы, состояние и перспективы* :2 Всерос. науч.-техн. конф., Рубцовск, 23–24 нояб. 2012 г. - Рубцовск, 2012.- С. 232-236.

50. Манусов В. З. Применение генетических алгоритмов для оптимального размещения источников реактивной мощности на промышленных предприятиях / В. З. Манусов, Е. С. Третьякова // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока.- 2012.-№2.-С. 329-331

51. Крепышев И. С. Применение нечетких множеств и генетических алгоритмов при проектировании систем электроснабжения / И. С. Крепышев, В. З. Манусов ; науч. рук. В. З. Манусов // Современные техника и технологии : сб. тр. 19 междунар. науч.- практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. В 3 т. – Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2013. - Т.1. - С. 56-57.

52. Булатов, Ю. Н. Применение вейвлет-преобразования и генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2016. – № 2(63). – С. 7-22. – DOI 10.17212/1814-1196-2016-2-7-22. – EDN WHRSBJ.

53. Булатов, Ю. Н. Применение генетических алгоритмов для настройки автоматических регуляторов установок распределенной генерации / Ю. Н. Булатов, А. В. Крюков // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2016. – № 2. – С. 30-45. – EDN WZBLKF.

54. Оптимизация топологии сети с ВИЭ-генерацией на основе модифицированного адаптированного генетического алгоритма / А. М. Брамм, А. И. Хальясмаа, С. А. Ерошенко [и др.] // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2022. – Т. 65, № 4. – С. 341-354. – DOI 10.21122/1029-7448-2022-65-4-341-354. – EDN MCFZTG.

55. Оптимизация режимов электрических сетей по напряжению и коэффициентам трансформации регулируемых трансформаторов с применением генетического алгоритма / В. А. Агеев, Д. С. Репьев, П. А. Волгушев [и др.] // Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии и системы : материалы Международной научно-практической конференции, Саранск, 21–22 ноября 2019

года. – Саранск: Национальный исследовательский Мордовский государственный университет им. Н.П. Огарёва, 2019. – С. 139-146. – EDN DSWACM.

56. Guichon, M. Automatic load shedding calculated with genetic algorithms - DAC-CMAG / M. Guichon, M. Melo, A.C. Nieto, M. Vignolo, N. Yedrzejewski // 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&DLA). – 2012. -- Access num.: 13058769.

57. Lopes, J.A.P. Genetic algorithms in the definition of optimal load shedding strategies / J.A.P. Lopes, W.C. Wa, L.M. Proenca // PowerTech Budapest 99: Abstract Records. – 1999. Access num.: 6504097.

58. Musyoka, P.M. Optimal Load Shedding Scheme for a Model Renewable Energy Micro-Grid / P.M. Musyoka, P. Musau, A. Nyete // 2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica. – 2020. -- Access num.: 20054093.

59. Rao, K.U. A novel grading scheme for loads to optimize load shedding using genetic algorithm in a Smart Grid environment / K.U. Rao, S.H. Bhat, G.G. Ganeshprasad, G. Jayaprakash, S.N. Pillappa // 2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies -- Asia (ISGT Asia). – 2013. -- Access num.: 14023750.

60. C. -R. Chen, Wen-Ta Tsai, H. -Y. Chen, Ching-Ying Lee, Chun-Ju Chen and Hong-Wei Lan, "Optimal load shedding planning with genetic algorithm," 2011 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Orlando, FL, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/IAS.2011.6074299.

61. Dong M., Lou C., Wong C. Adaptive under-frequency load shedding // Tsinghua Science and Technology. – 2008. – Vol. 13, No. 6. – P. 823–828. – DOI: 10.1016/S1007-0214(08)72207-7.

62. López K., Pérez S., Rodríguez A. Optimal under voltage load shedding based on voltage stability index using metaheuristics // Ingeniería e Investigación. – 2016. – Vol. 36, No. 2. – P. 43–50. – DOI: 10.15446/ing.investig.v36n2.53773.

63. R. Kanimozhi, K. Selvi, K.M. Balaji. “Multi-objective approach for load shedding based on voltage stability index consideration.” Alexandria Engineering Journal, 53(4), 2014. DOI: 10.1016/j.aej.2014.09.005.

64. Larik R.M., Mustafa M.W., Sultana U., et al. An Improved Algorithm for Optimal Under-Voltage Load Shedding in Power Systems // *Energies*. 2018. Vol. 11, No. 7. 1808. DOI: 10.3390/en11071808.

65. Gholami-Rahimabadi A., Razmi H., Doagou-Mojarrad H. Multiple-deme parallel genetic algorithm based on modular neural network for effective load shedding // *Soft Computing*. – 2021. – Vol. 25, No. 21. – P. 13779–13794. – DOI: 10.1007/s00500-021-06186-2.

66. Abdelaziz A.Y., El-Sharkawy M.A., et al. Genetic-based under-frequency load shedding in a stand-alone power system considering fuzzy loads // *Electric Power Components and Systems*. 2011. Vol. 39, No. 15. P. 1680–1698. DOI: 10.1080/15325008.2011.607652.

67. Zdiri M.A., Bounoua A., Harous S. Optimal shedding against voltage collapse based on genetic algorithm // *Engineering, Technology & Applied Science Research*. 2021. Vol. 11, No. 6. P. 7789–7795. DOI: 10.48084/etasr.4448.

68. Балыхин, М.Г. Архитектура и основная концепция создания интеллектуальной экспертной системы контроля качества пищевой продукции [Текст] / М.Г. Балыхин, А.Б. Борзов, И.Г. Благовещенский // *Пищевая промышленность*. – 2017. -- № 12.

69. Савостин, С.Д. Автоматизация контроля показателей качества муки в процессе размола с использованием интеллектуальных технологий [Текст] / С.Д. Савостин, М.М. Благовещенская, И.Г. Благовещенский. -- М.: Изд-во Франтера. 2016. – 146 с.

70. Благовещенский, И.Г. Основы создания экспертных систем контроля качества пищевых продуктов с использованием интеллектуальных технологий [Текст] / И.Г. Благовещенский, Е.А. Назойкин, А.В. Татаринцов // *Пищевая промышленность* – 2017. -- № 4.

71. Elzawawy A.S., Ali M., Bendary F., Mansour W. Adaptive under frequency load shedding scheme using genetic algorithm based artificial neural network // *Int. Journal of Computers*. – 2019. – Vol. 4. – P. 38-44.

72. Благовещенская, М.М. Автоматизированная система контроля безопасности пищевых продуктов на примере мясного сырья [Текст] / М.М. Благовещенская, В.И. Фомушкин, И.Г. Благовещенский, А.В. Татаринцов // Хранение и переработка сельхозсырья. – 2017. -- № 4.

73. Chen, C.-R. Optimal load shedding planning with genetic algorithm / C.-R. Chen, W.-T. Tsai, H.-Y. Chen, C.-Y. Lee, C. Chen, H.-W. Lan // 2011 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. – 2011. -- Access num.: 12386312.

74. Rao, K.U. Time priority based optimal load shedding using genetic algorithm / K.U. Rao, S.H. Bhat, G. Jayaprakash, G.G. Ganeshprasad, S.N. Pillappa // Fifth International Conference on Advances in Recent Technologies in Communication and Computing (ARTCom 2013). – 2013. -- Access num.: 14201306.

75. Mosbah, M. Genetic Algorithms based Optimal Load Shedding with Transient Stability Constraints / M. Mosbah, A. Hellal, R. Mohammedi, S. Arif // 2014 International Conference on Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM). – 2014. -- Access num.: 15026141.

76. Rastegar, H. Load shedding scheme based on teaching learning based optimization in radial systems / H. Rastegar, A. Akbari // 2017 Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE). – 2017. -- Access num.: 17045756.

77. Fan, Y. Research on optimal load shedding for active distribution network based on genetic algorithm / Y. Fan, X. Zi, L. Jun, L. Bingbing // 2017 2nd International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). – 2017. -- Access num.: 17874381.

78. Zaidi B.H., Ullah I., Alam M., Adebisi B., Azad A., Ansari A.R., Nawaz R. Incentive Based Load Shedding Management in a Microgrid Using Combinatorial Auction with IoT Infrastructure // Sensors. – 2021. – Vol. 21, No. 6. – Art. 1935. – DOI: 10.3390/s21061935.

79. Bustamante-Mesa S., Franco J.F., Ochoa J.A., Granda-Gutiérrez E. Optimal Estimation of Under-Frequency Load Shedding Scheme Parameters by Considering Virtual Inertia Injection // Energies. – 2024. – Vol. 17, No. 2. – Art. 279. – DOI: 10.3390/en17020279

80. Le Trong Nghia, Quyen Huy Anh, Phung Trieu Tan, N. Thai An. A hybrid artificial neural network – genetic algorithm for load shedding // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2020. – Vol. 10, No. 3. – P. 2250–2258. – DOI: 10.11591/ijece.v10i3.pp2250-2258.

81. Liu J., Zhuan X., Shang L., Su S., Xie Q. A load-shedding preplan strategy for unplanned microgrid islanding considering frequency security constraints [Text] // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2025. – Vol. 170. – Art. 110932. – DOI: 10.1016/j.ijepes.2025.110932.

82. S. Sundarajoo, D. M. Soomro, Optimal Load Shedding for Voltage Collapse Prevention Following Overloads in Distribution System, International Journal of Engineering, Transactions A: Basics, Vol. 36, No. 07, (2023), 1230-1238

83. Gholami-Rahimabadi A., Razmi H., Doagou-Mojarrad H. Multiple-deme parallel genetic algorithm based on modular neural network for effective load shedding [Text] // Soft Computing. – 2021. – Vol. 25, pp. 13779–13794. – DOI: 10.1007/s00500-021-06186-2.

84. Wang K., Kang L., Yang S. A coordination optimization method for load shedding considering distribution network reconfiguration [Text] // Energies. – 2022. – Vol. 15, No. 21. – Art. 8178. – DOI: 10.3390/en15218178.

85. Zdiri M. A., Alshammari A. S., Alzamil A. A., Ammar M. B., Abdallah H. Optimal Shedding Against Voltage Collapse Based on Genetic Algorithm // Engineering, Technology & Applied Science Research. – 2021. – Vol. 11, No. 5, pp. 7695–7701.

86. СТО 56947007-33.040.20.142-2013. Типовые алгоритмы локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА) (ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ). Утверждён и введён в действие 20.07.2013. https://www.fsk.ees.ru/upload/docs/35.89_sto_56947007-3304020142-2013.pdf. Режим доступа: свободный.

87. Глазырин, В. Е. Исследование применимости генетического алгоритма для решения задачи обеспечения необходимого резерва мощности в активном

энергетическом комплексе / В. Е. Глазырин, А. А. Осинцев, Д. А. Пехота // Электрические станции. – 2024. – № 6(1115). – С. 51-59. – EDN IWTIRH.

88. Методика определения ущерба сельскохозяйственному производству от перерывов в подаче электроэнергии. // М. – Госагропром СССР. – 1986. – 127 с.

89. Гохман, А.Г. Экспертное оценивание / А.Г. Гохман // Воронеж.: Изд-во Воронежского университета. – 1991. – 152с.

ПРИЛОЖЕНИЕ «А» ОБОБЩЕННАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ

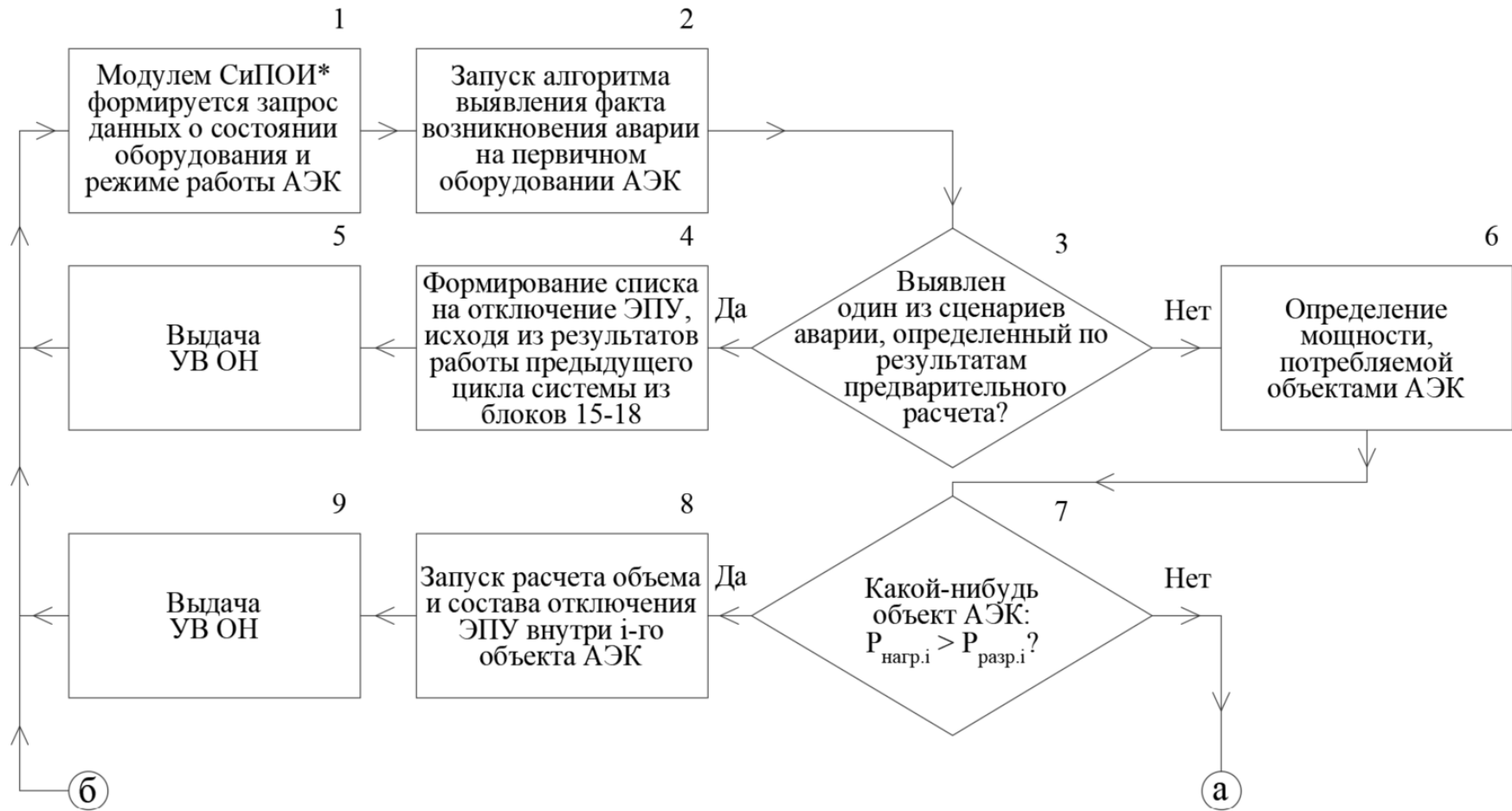


Рисунок А.1 – Обобщенная структурная схема САОН (начало)

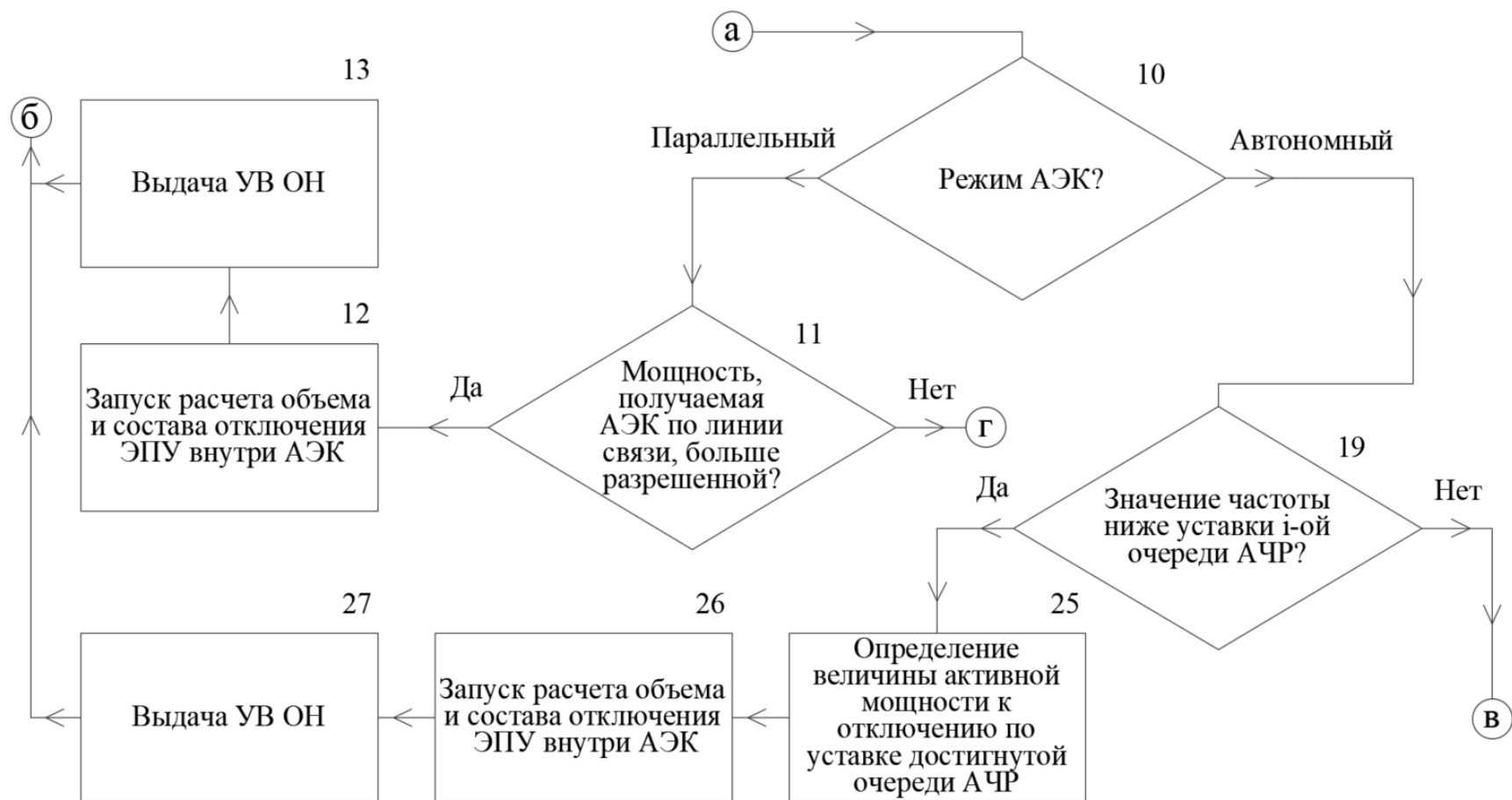


Рисунок А.2 – Обобщенная структурная схема САОН (продолжение 1)

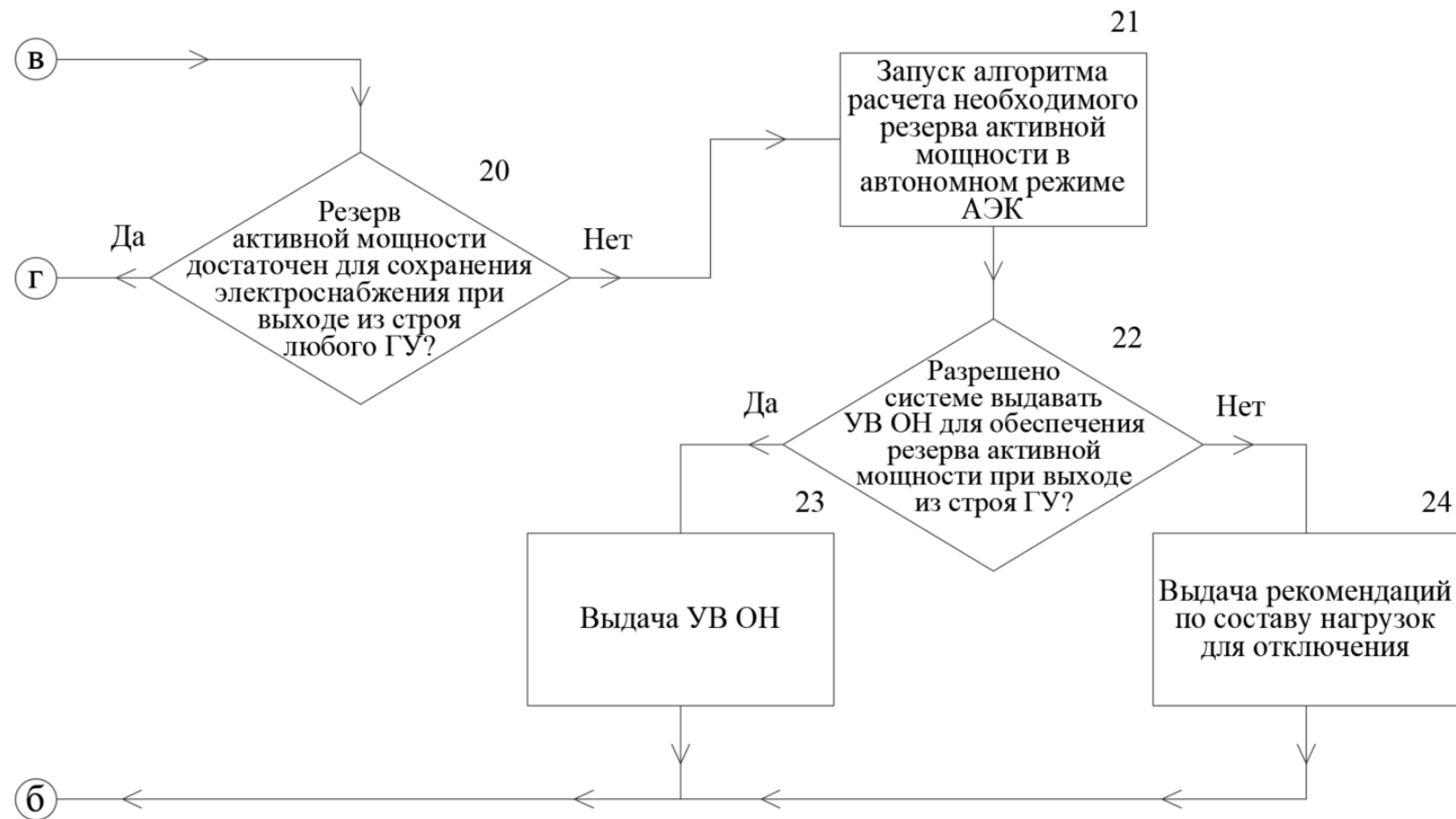


Рисунок А.3 – Обобщенная структурная схема САОН (продолжение 2)

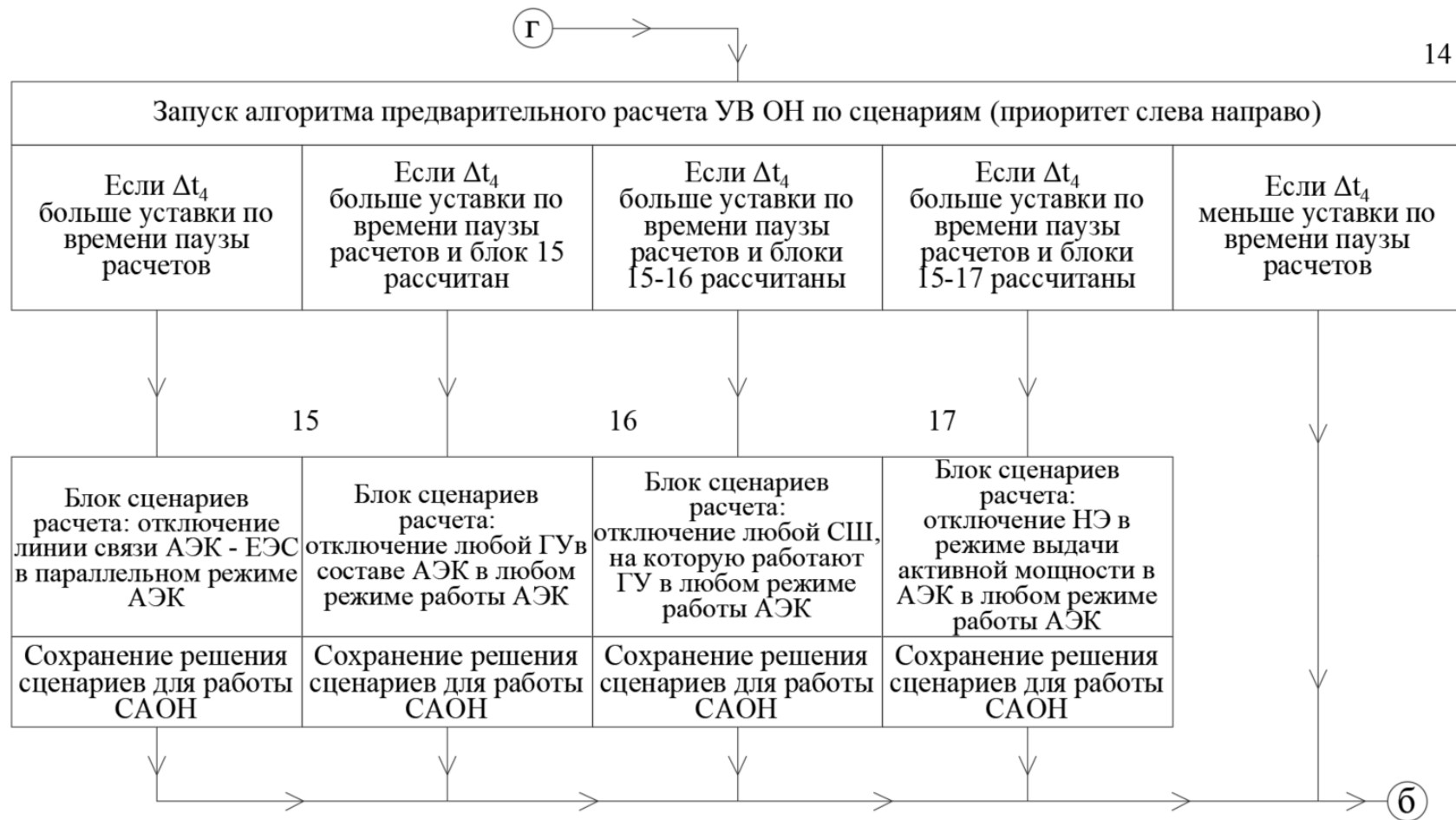


Рисунок А.4 – Обобщенная структурная схема САОН (окончание)

ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» ПРИМЕР РАБОТЫ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ЛИНИИ СВЯЗИ С ВНЕШНЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ ПРИ НАЛИЧИИ ПЕРЕТОКА

Для наглядности работы алгоритмов САОН рассмотрим пример типового возмущения, а именно отключение единственной линии связи АЭК–ЕЭС. На рисунке Б.1 показано графическое описание работы алгоритма САОН в случае отключения линии связи между АЭК–ЕЭС. До отключения линии связи (рисунок Б.1а) мощности потребления и потерь в АЭК составляют 24 МВт: на собственную генерацию АЭК приходится около 15 МВт в то время как импорт АЭК из ЕЭС составляет 9 МВт. Суммарный вращающийся резерв ГУ составляет 3 МВт. Возможности быстрого сброса или набора мощности для каждой ГУ приняты равными 15 % от ее номинальной мощности. Соответственно, в случае отключения линии связи АЭК с ЕЭС, ГУ одновременно повышают суммарную выработку активной мощности до 16,8 МВт. НЭ переходит в режим выдачи активной мощности в сеть и выходит на максимальную мощность выдачи 5 МВт. Таким образом, возможности ГУ и НЭ по выдаче активной мощности сразу после отключения линии связи АЭК с ЕЭС составляют 21,8 МВт.

В соответствии с этими параметрами САОН формирует УВ на отключение 2,2 МВт нагрузки (рисунок Б.1б). ГУ через 10 минут после отключения линии связи задействуют все резервы, и необходимая активная мощность выдачи НЭ становится равной 3,8 МВт, которые он может выдавать в течении около 1,3 часа при энергоёмкости НЭ 6 МВт*ч (рисунок Б.1в). В случае израсходования запасов энергии НЭ (поступление сигнала о критическом снижении запаса энергии НЭ от системы управления НЭ) и отсутствия включенной линии связи, САОН должен сформировать УВ на отключение активной мощности потребителей не менее 2 МВт.

В случае отсутствия НЭ при отключении единственной линии связи АЭК–ЕЭС, САОН выдает УВ ОН мощностью не менее 7,2 МВт. В случае известной величины активной мощности для каждой ГУ, на величину которой она без

ущерба для себя может одновременно повысить мощность выдачи, САОН корректирует УВ таким образом, чтобы эта активная мощность осталась в работе у потребителей.

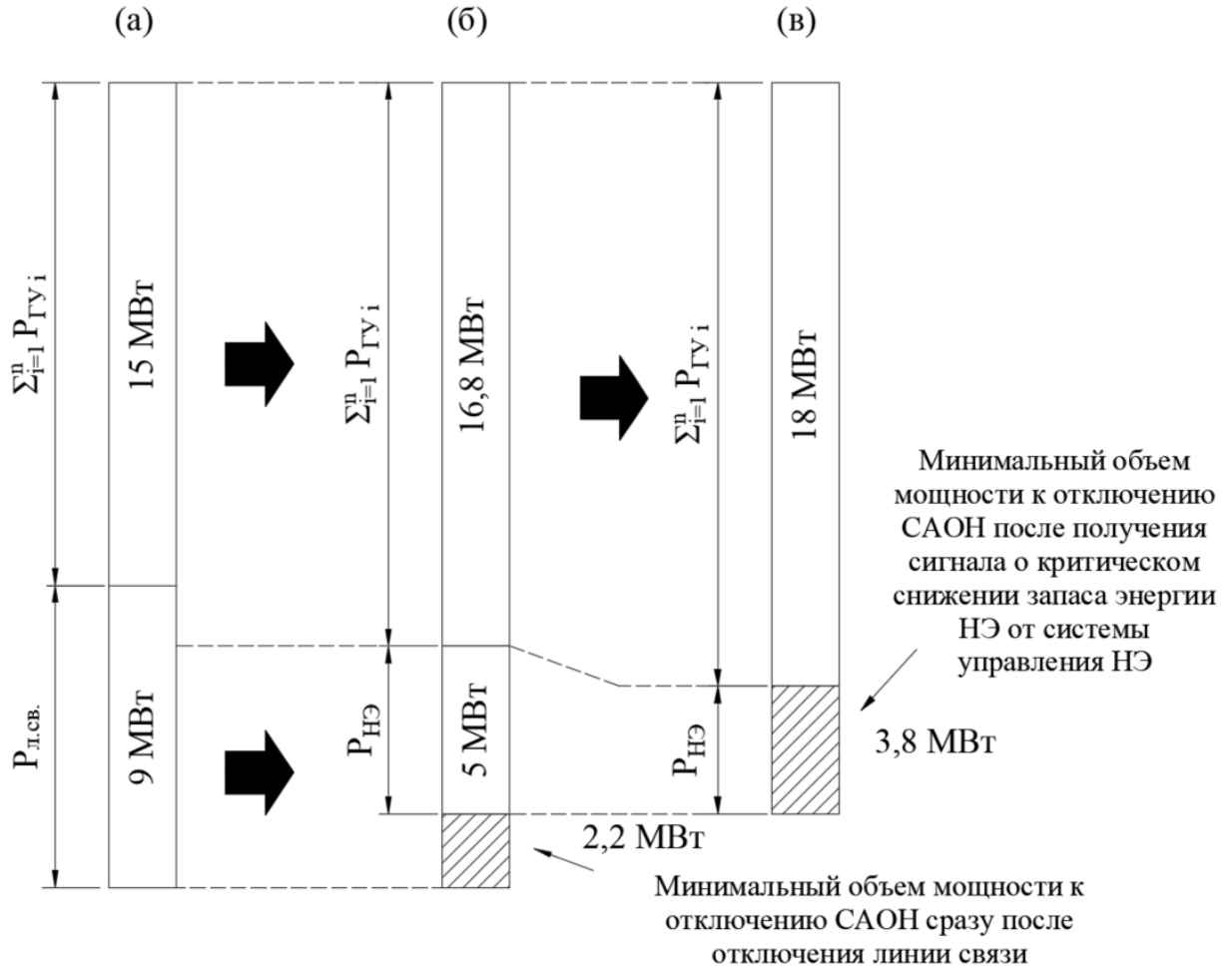


Рисунок Б.1 – Диаграмма работы алгоритма САОН при отключении линии связи АЭК – ЕЭС

Для других сценариев типовых возмущений общий принцип расчета дефицита мощности генерации и импорта аналогичен. В первую очередь выполняется оценка выдаваемой мощности НЭ (в случае его наличия) и линии связи АЭК с ЕЭС, а затем – расчет мощности, подлежащей отключению, при постоянстве мощностей потребления и потерь после отключения оборудования в рассматриваемом сценарии.

**ПРИЛОЖЕНИЕ «В» ИЗМЕНЕНИЕ АКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ
ЭЛЕМЕНТОВ АКТИВНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В ХОДЕ
МОДЕЛИРОВАНИЯ СЦЕНАРИЕВ В ГЛАВЕ 4**

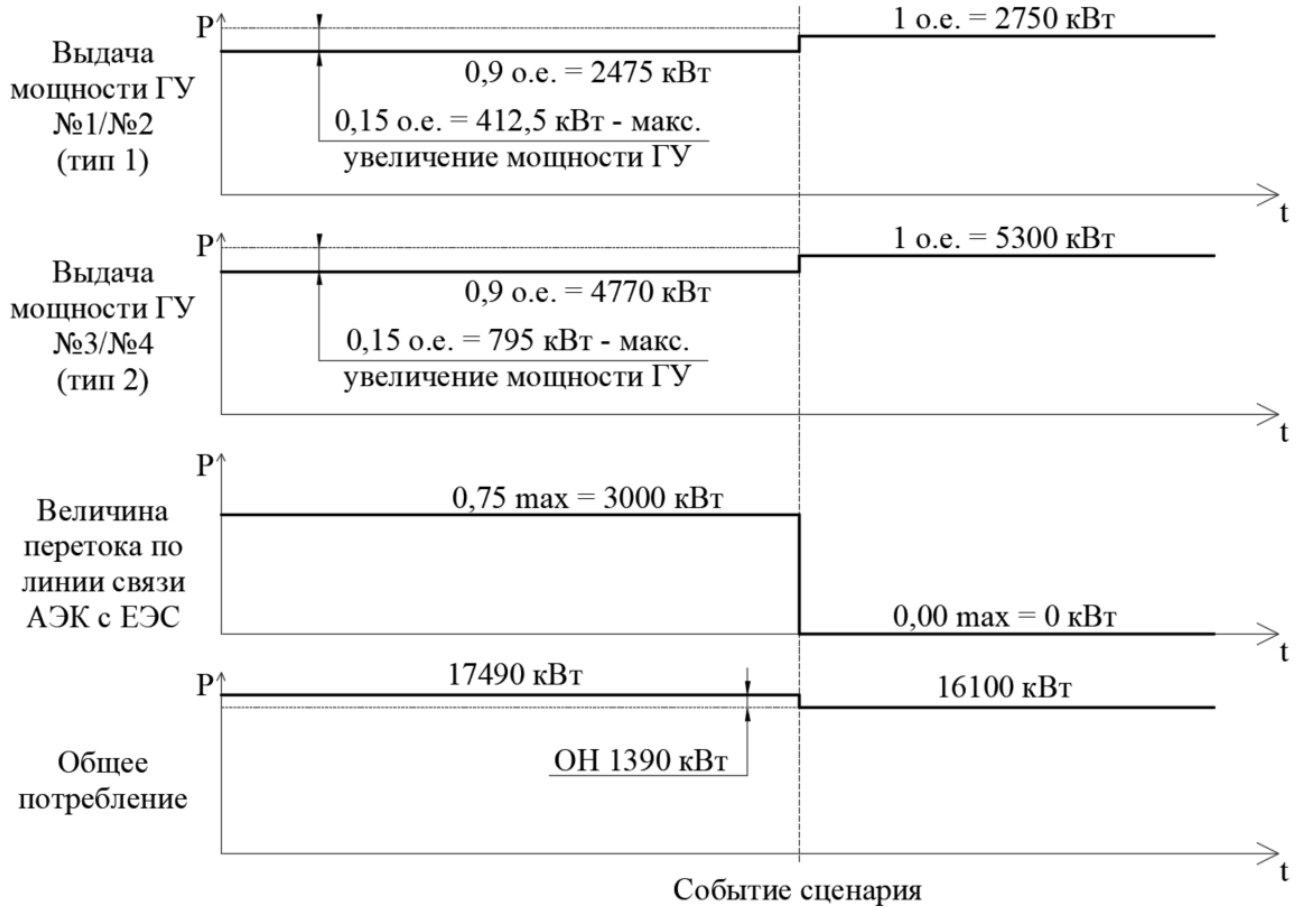


Рисунок В.1 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении линии связи АЭК-ЕЭС в исходном режиме 1

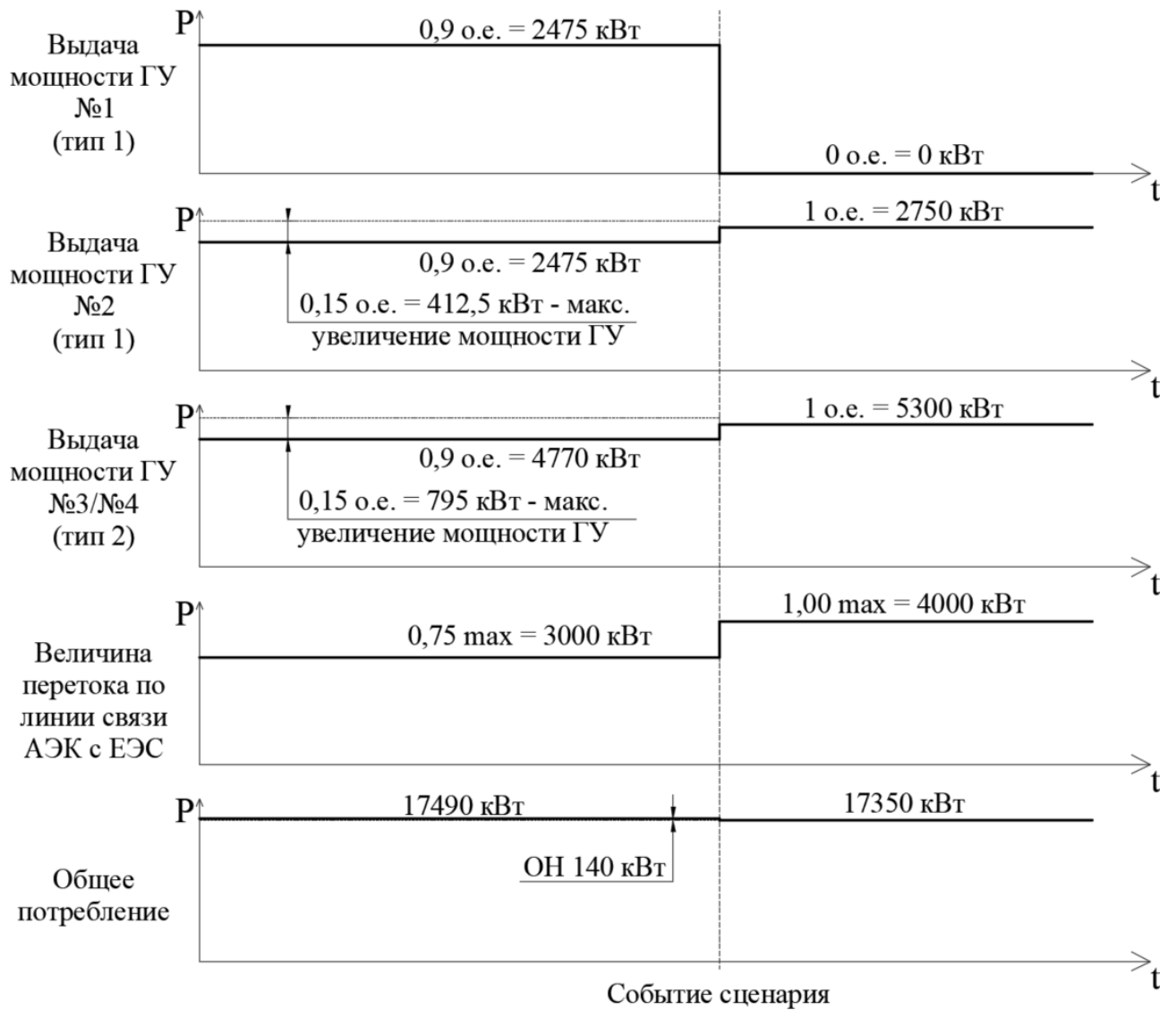


Рисунок В.2 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении генератора первого типа (ГУ №1) в исходном режиме 1

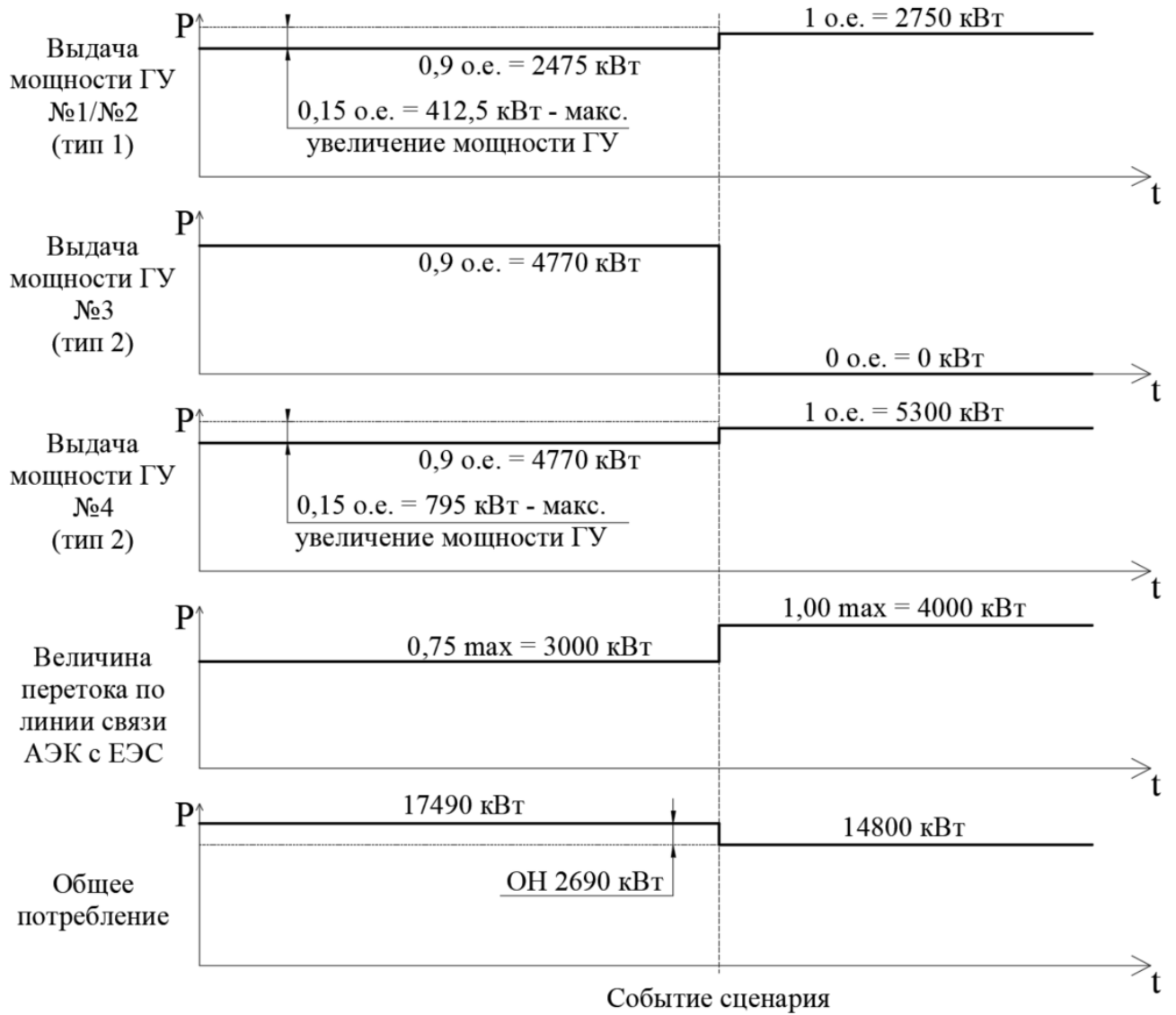


Рисунок В.3 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении генератора второго типа (ГУ №3) в исходном режиме 1

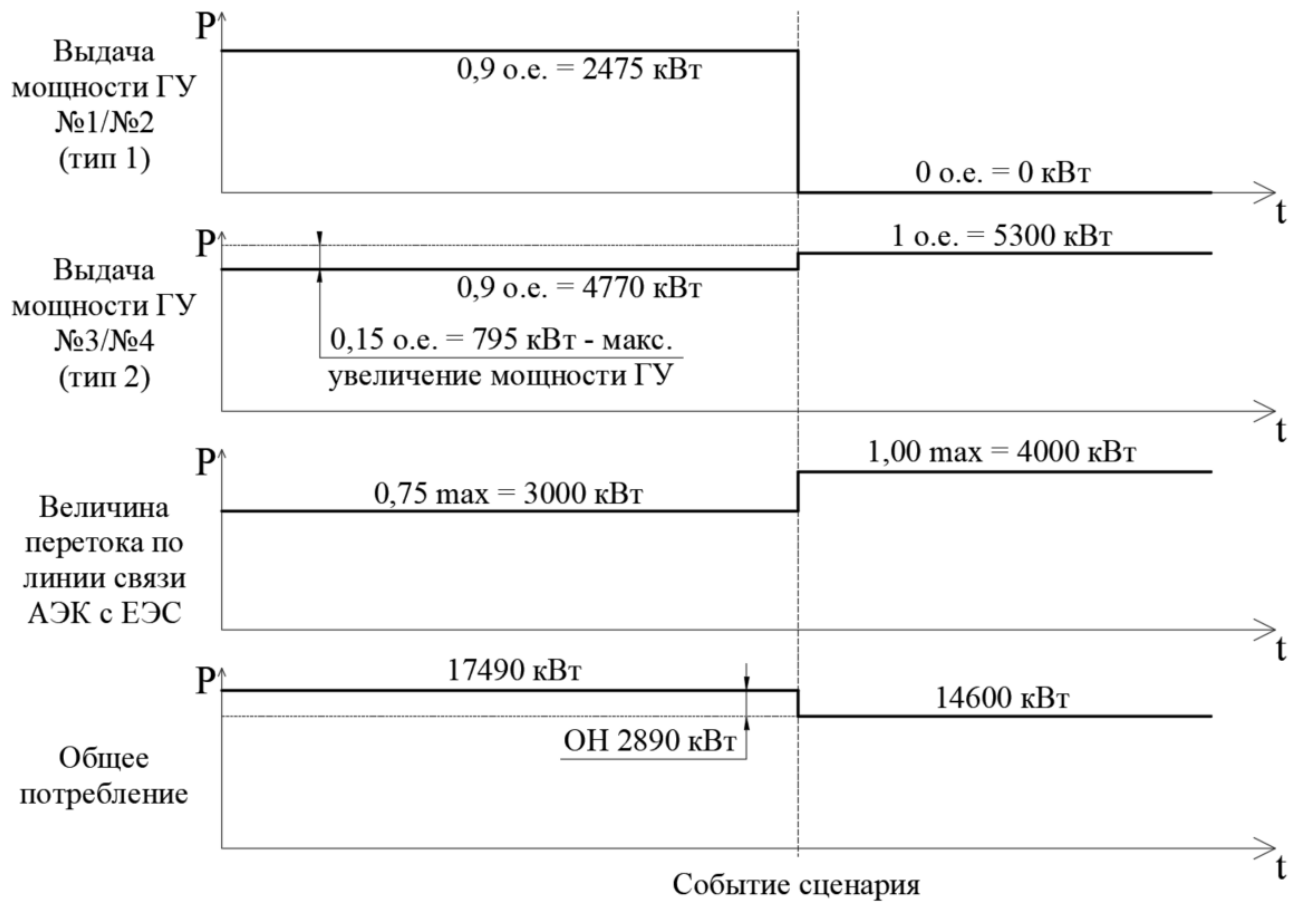


Рисунок В.4 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении первой системы сборных шин в исходном режиме 1

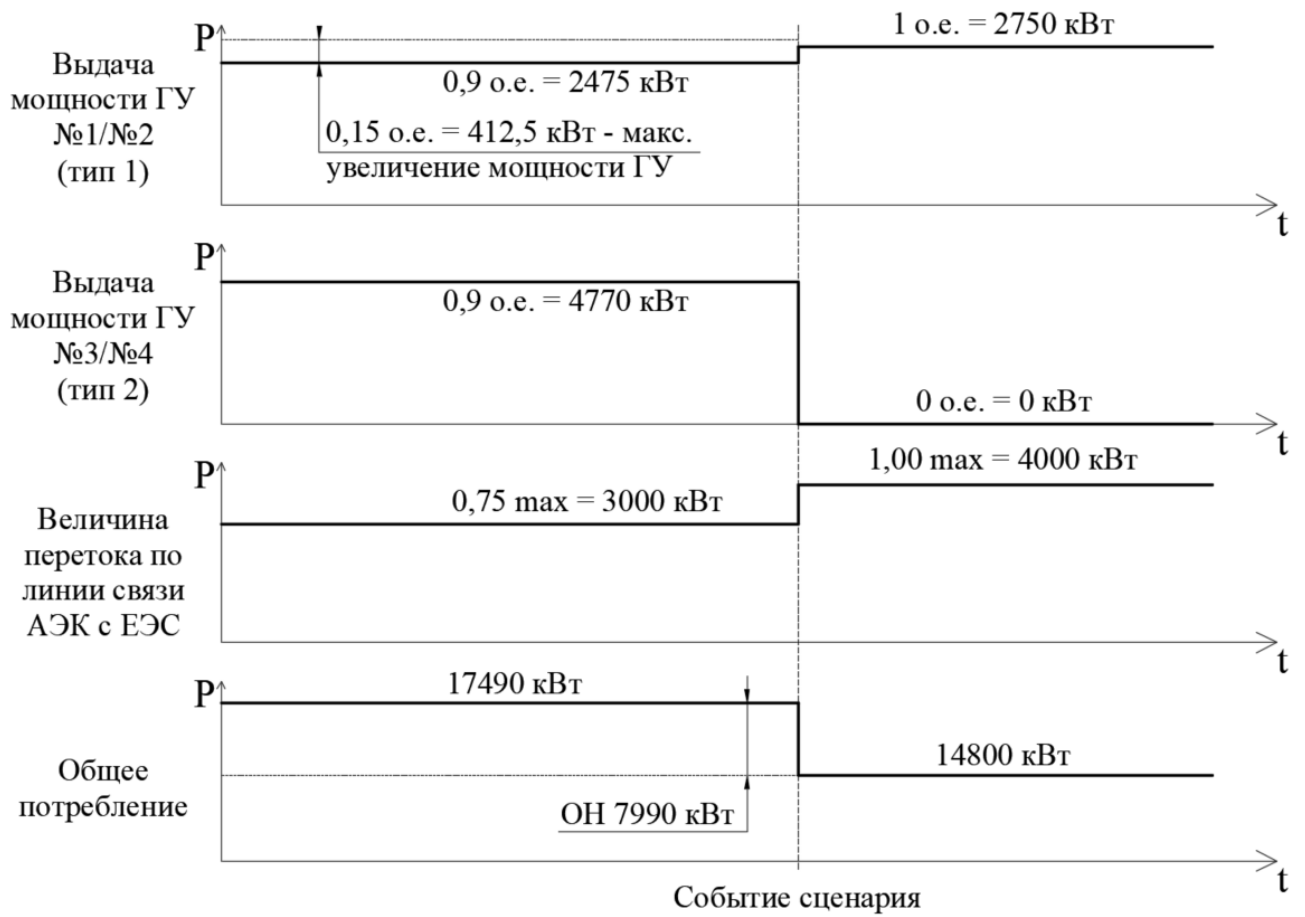


Рисунок В.5 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении второй системы сборных шин в исходном режиме

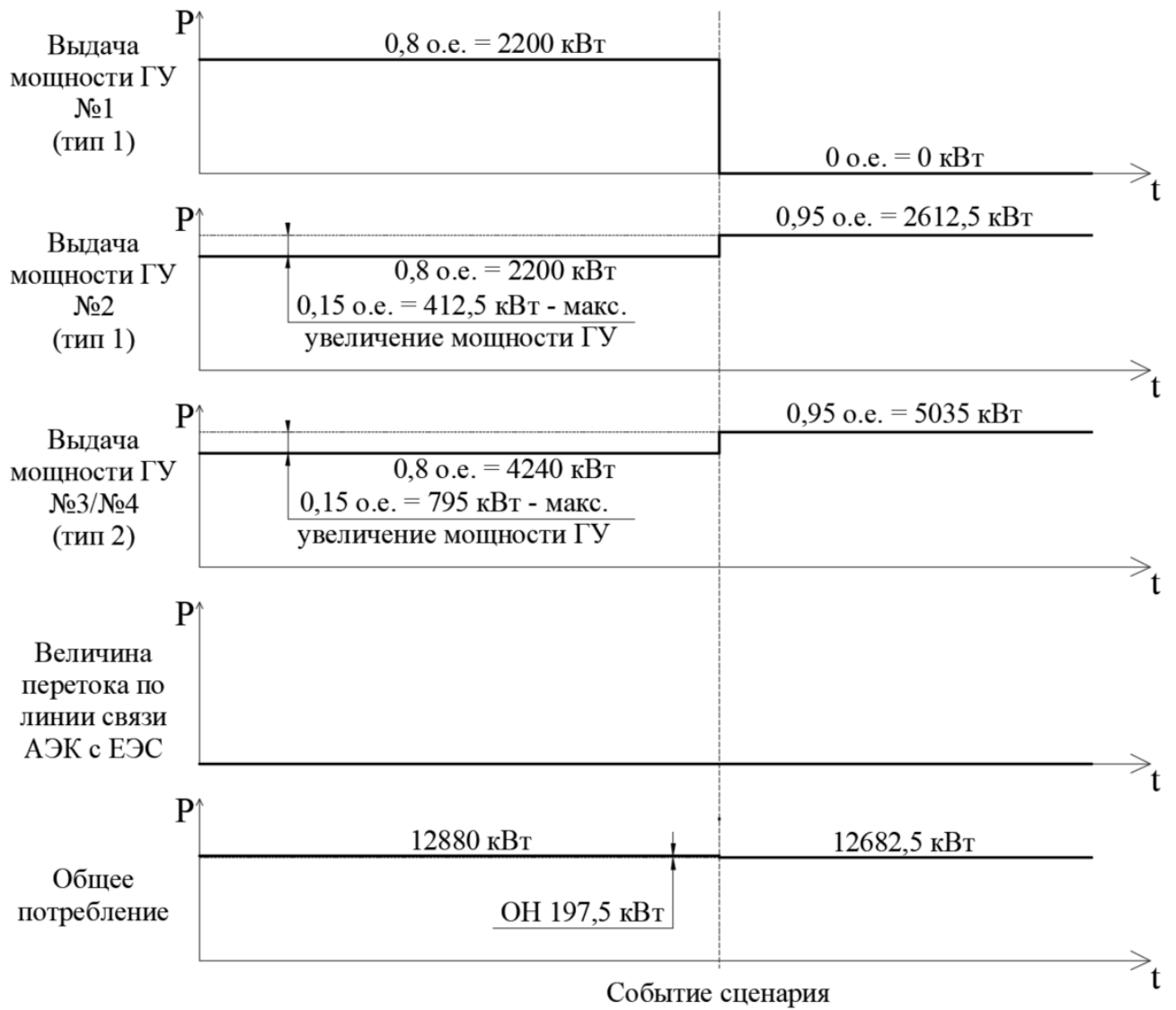


Рисунок В.6 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении генератора первого типа (ГУ №1) в исходном режиме 2

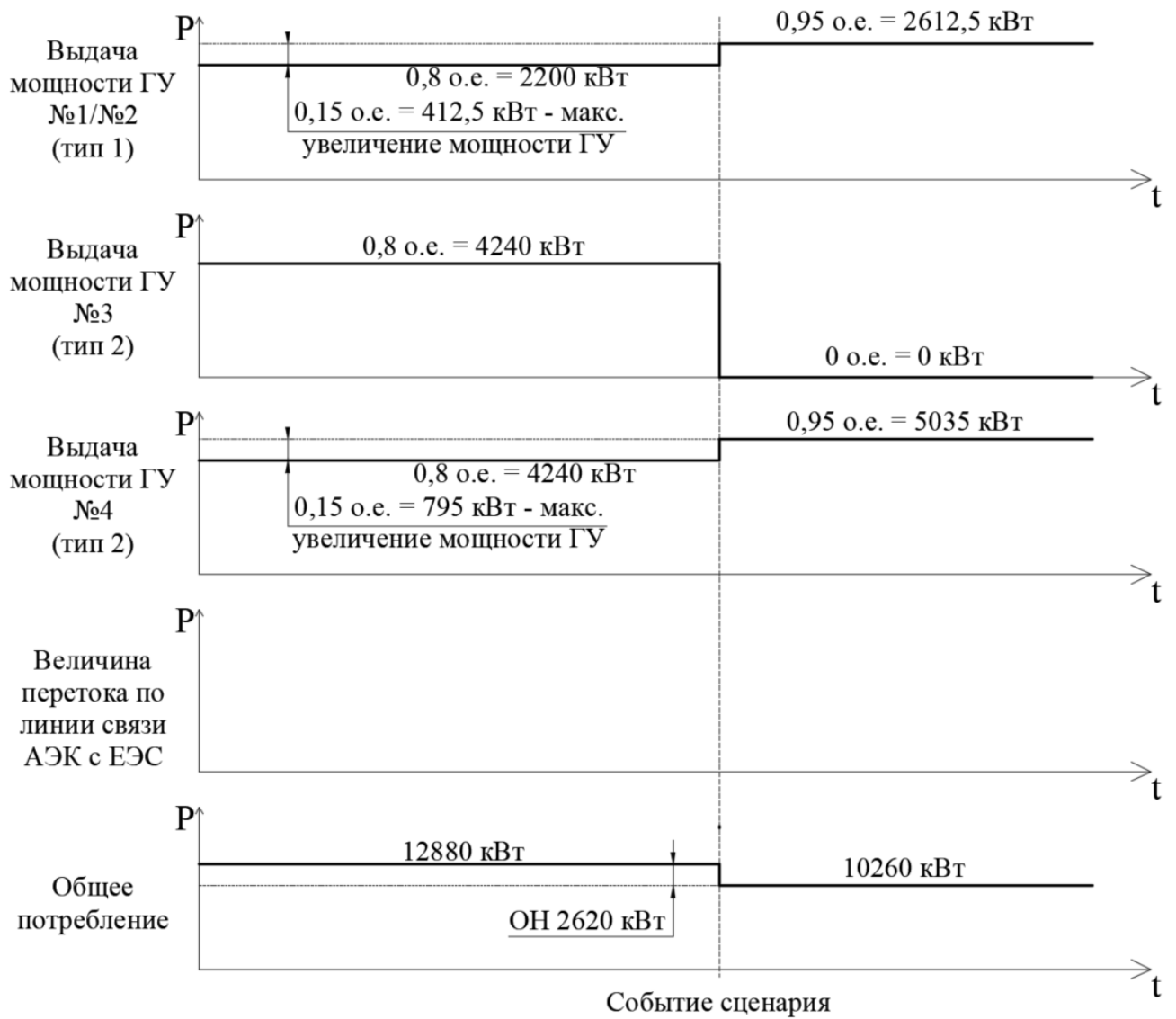


Рисунок В.7 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении генератора второго типа (ГУ №3) в исходном режиме 2

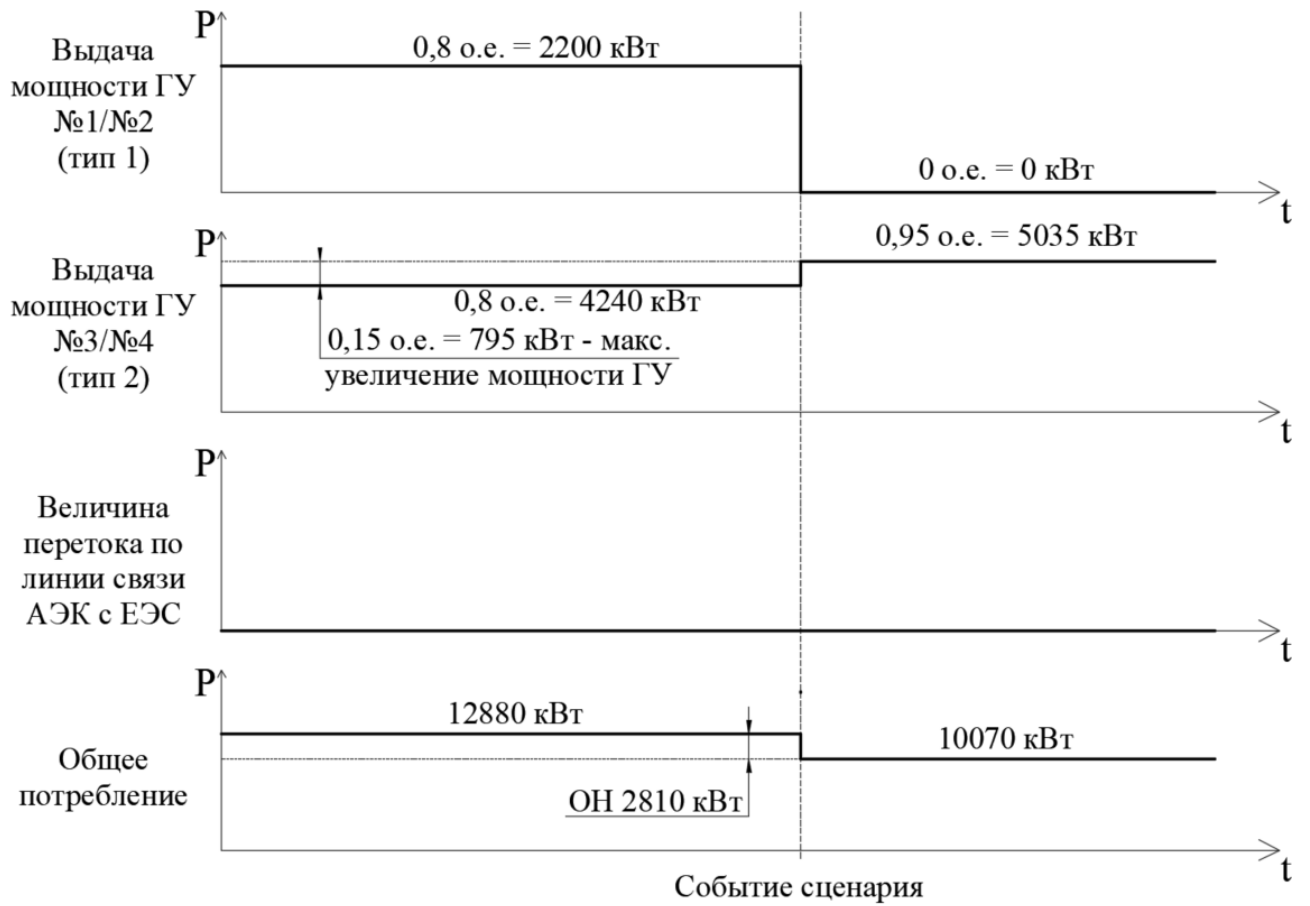


Рисунок В.8 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении первой системы сборных шин в исходном режиме 2

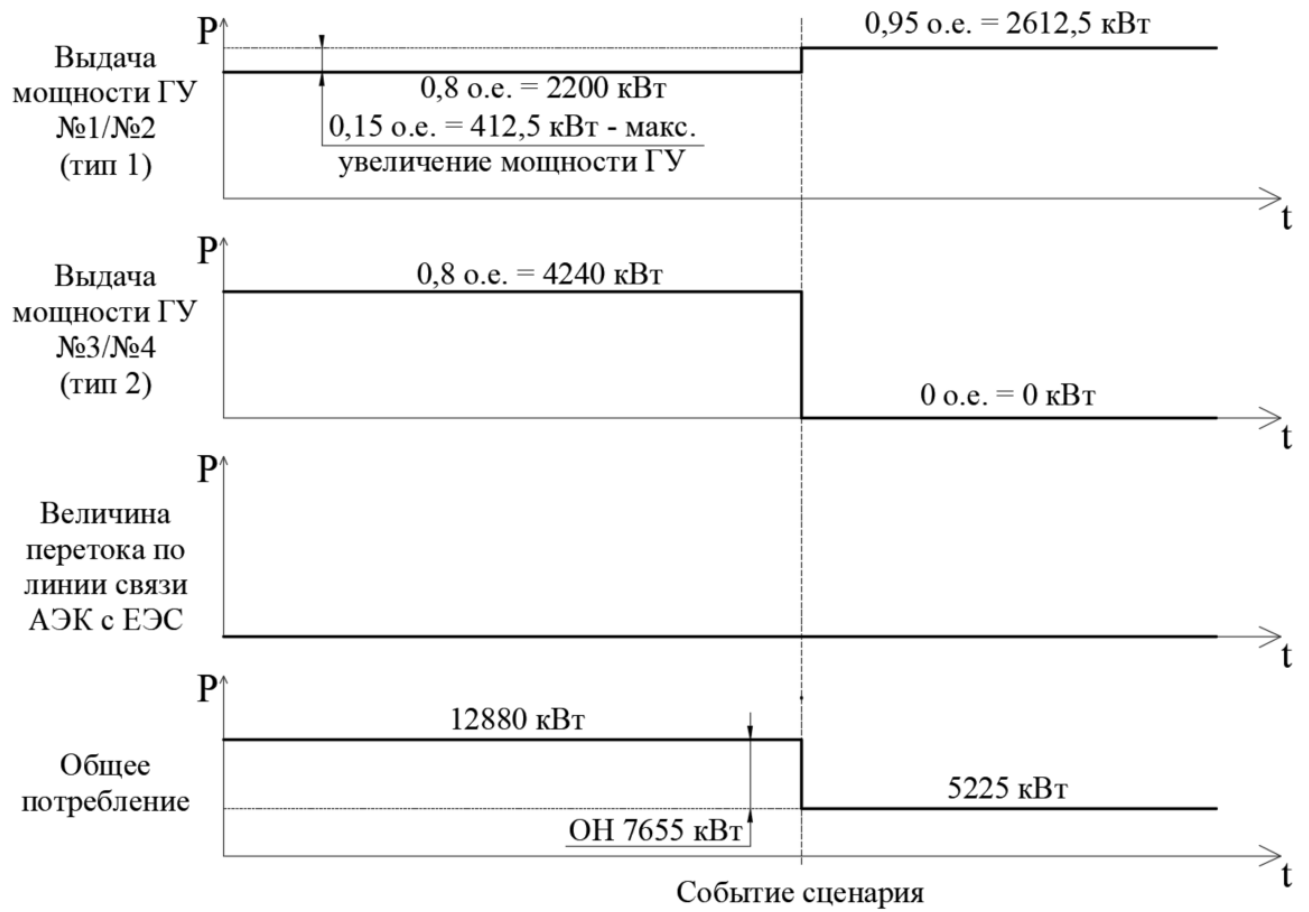


Рисунок В.9 – Изменение активных мощностей элементов АЭК и общего потребления при отключении второй системы сборных шин в исходном режиме

**ПРИЛОЖЕНИЕ «Г» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ
ИССЛЕДОВАНИЯ, СВИДЕТЕЛЬСТВА О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММ
ДЛЯ ЭВМ**



ООО НПП "МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ"
8-800-555-25-11 01@i-mt.net www.i-mt.net
Физ.: 630110 г. Новосибирск, ул. Писемского 24/4
Юр.: 630110 г. Новосибирск, ул. Писемского 24/4, 2 этаж
ИНН 5404396621 КПП 541001001 ОГРН 1095404016630

БИК 044525108

К/с: 30101810200000000108
Р/с: 40702810100220117861
Банк: АО "МСП БАНК"

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Пехоты Дмитрия Андреевича «Разработка адаптивного генетического алгоритма автоматического отключения нагрузки в локальных системах электроснабжения».

Настоящий акт составлен о том, что результаты диссертационной работы Пехоты Дмитрия Андреевича, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, касающиеся разработки системы автоматического отключения нагрузки, применяются в НИОКР по созданию опытных и промышленных образцов программно-аппаратной платформы для реализации систем отключения нагрузки.

Внедрение полученных результатов позволяет усовершенствовать действующие алгоритмы работы систем автоматического отключения нагрузки.

Диссертационная работа Пехоты Дмитрия Андреевича, в связи с вышеизложенным, весьма актуальна и ее результаты используются в практической деятельности ООО НПП «Микропроцессорные технологии».

Генеральный Директор
ООО НПП «Микропроцессорные технологии»



М.Г. Пирогов

УТВЕРЖДАЮ:
Проректор по учебной работе НГТУ
к.э.н., доцент
С.С. Чернов
2026 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Д.А. Пехоты в учебный процесс факультета энергетики Новосибирского государственного технического университета

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Пехоты Дмитрия Андреевича на тему «Разработка адаптивного генетического алгоритма автоматического отключения нагрузки в локальных системах электроснабжения» в учебный процесс кафедры «Электрические станции» Новосибирского государственного технического университета.

Предмет внедрения:

1. Способ решения задачи выбора объема и состава отключения нагрузки при выдаче управляющих воздействий системами противоаварийной автоматики;
2. Использование эвристических алгоритмов для оптимизации объемов отключения нагрузки системами противоаварийной автоматики с применением метаоптимизации;
3. Разработанное программное обеспечение «Программа проверки эффективности работы генетического алгоритма в задаче нахождения необходимого объема отключаемой нагрузки с использованием дополнительного критерия ценности присоединения».

Характер внедрения:

1. Расширение теоретического материала в учебном процессе по направлению 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника» очной и заочной форм обучения в дисциплине «Противоаварийная автоматика».
2. Применение разработанного программного обеспечения в дальнейших исследованиях аспирантов и магистрантов.

Декан факультета энергетики, заведующий
кафедрой ЭлСт, д.т.н., доцент


А.Г. Русина

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025663907

Программа реализации эволюционного алгоритма нахождения оптимальной совокупности гиперпараметров генетического алгоритма для решения задачи нахождения необходимого объема отключаемой нагрузки с учётом дополнительного критерия ценности присоединения

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Пехота Дмитрий Андреевич (RU), Глазырин Владимир Евлампиевич (RU), Осинцев Анатолий Анатольевич (RU)**

Заявка № **2025663246**

Дата поступления **02 июня 2025 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **02 июня 2025 г.**



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 0692e753063300c542401670bca02026
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 10.03.2024 по 03.10.2025

Ю.С. Зубов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2026614055

**Программа проверки эффективности работы
генетического алгоритма в задаче нахождения
необходимого объема отключаемой нагрузки с
использованием дополнительного критерия ценности
присоединения**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (RU)**

Авторы: **Пехота Дмитрий Андреевич (RU), Глазырин Владимир
Евлампович (RU)**

Заявка № **2026613157**

Дата поступления **12 февраля 2026 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **12 февраля 2026 г.**



*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат 00a57064f7-4b-04d531b4b8818a7529506
Владелец **Зубов Юрий Сергеевич**
Действителен с 04.03.2025 по 28.11.2026

Ю.С. Зубов