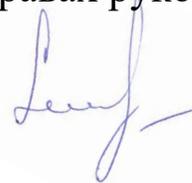


ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



СЕМЕНДЯЕВ РОДИОН ЮРЬЕВИЧ

РАЗРАБОТКА ПОДСИСТЕМЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО
РЕЖИМА КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ ЛОКАЛЬНОЙ
СИСТЕМОЙ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических
наук

Научный руководитель –
д-р техн. наук, профессор
Фишов Александр Георгиевич

Новосибирск – 2021

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1 ЗАДАЧА ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В ТРАДИЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И В СИСТЕМАХ С МАЛОЙ СИНХРОННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ.....	11
1.1 Классическая формулировка задачи восстановления электроснабжения в электрических сетях, как подкласса задачи восстановления нормального режима	11
1.2 Нарушение электроснабжения и нормального режима в традиционных энергосистемах и в автономных локальных системах энергоснабжения.....	17
1.3 Способы восстановления электроснабжения в традиционных электроэнергетических системах.....	19
1.4 Способы восстановления нормального режима в традиционных электроэнергетических системах.....	22
1.5 Восстановление нормального режима в интеллектуальных электрических сетях (smart grids)	25
1.6 Локальные системы энергоснабжения	29
1.7 Обобщение схем присоединения локальных систем энергоснабжения к электрическим сетям	31
1.8 Особенности восстановления нормальных режимов в локальных системах энергоснабжения	32
1.9 Анализ существующих технологий (автоматик) восстановления электроснабжения и нормального режима в интеллектуальных сетях (smart grids), как с синхронной, так и с несинхронной малой генерацией	35
1.10 Анализ новых способов восстановления нормального режима в сетях с малой распределенной генерацией	37
Выводы по главе 1	45
ГЛАВА 2 ВОССТАНОВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА КАК ЗАДАЧА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ	47
2.1 Задача восстановления нормального режима, как задача поиска кратчайшего маршрута.....	47
2.2 Применения принципа оптимальности Беллмана к задачам с маршрутами	52
2.3 Критерии принятия решения при смене состояний и восстановлении нормального режима локальной системы энергоснабжения	56
2.4 Смена состояний как задача многокритериальной оптимизации.....	57
2.5 Управление переходами по маршрутной карте смены состояний локальной системы энергоснабжения	59

2.5.1 Общая характеристика состояний локальной системы энергоснабжения и задачи ее реконфигурации	59
2.5.2 Смена состояний локальной системы энергоснабжения.....	69
2.6 Оптимизация смены состояний локальной системы энергоснабжения по различным критериям.....	73
2.6.1 Поиск оптимальной траектории восстановления нормального режима по критерию минимума ущербных состояний.....	73
2.6.2 Поиск оптимальной траектории восстановления нормального режима по критерию минимальности времени.....	76
2.6.3 Поиск оптимальной траектории восстановления нормального режима по критерию минимального числа коммутационных операций	83
2.6.4 Поиск оптимальной траектории восстановления нормального режима по критерию сохранения максимального объема собственного электропотребления при переходе в автономный режим.....	88
2.7 Восстановление нормального режима локальной системы энергоснабжения из аварийных состояний	90
Выводы по главе 2	92
ГЛАВА 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГОБЛОКОВ И ГРУППОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ЛОКАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ И ПРИ ИХ ВОССТАНОВЛЕНИИ.....	93
3.1 Процессы при регулировании частоты и перетоков активной мощности по связям локальной системы энергоснабжения с внешней мощной энергосистемой	93
3.2 Требования к регулированию частоты и перетоков мощности в ЕЭС России и автономно работающих энергосистемах.....	94
3.2.1 Общие требования к процессу регулирования частоты и мощности.....	94
3.2.2 Требования к качеству регулирования частоты и перетоков мощности	96
3.2.3 Требования к первичному регулированию частоты	97
3.2.4 Требования ко вторичному регулированию частоты.....	97
3.3 Способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции локальной системы энергоснабжения, работающей параллельно с приемной энергосистемой.....	98
3.4 Выбор состава работающего генерирующего оборудования электростанции локальной системы электроснабжения.....	104
3.5 Описание автоматической системы регулирования частоты и мощности, реализованной в локальной системе энергоснабжения жилмассива «Березовое»	108

3.6 Требования к участию электростанции локальной системы энергоснабжения в ОПРЧ и способы проверки соответствия	110
(на примере локальном системы энергоснабжения ЖМ «Березовое»).....	110
3.7 Адаптивные алгоритмы регулирования частоты и мощности локальной системы энергоснабжения	113
3.7.1 Алгоритм регулирования мощности ведущего генератора (по заданным частоте (индивидуально и в качестве ведущего в группе) или заданной активной мощности генератора или одного из 3-х сечений).....	113
3.7.2 Регулирование мощности ведомого генератора (индивидуально регулирующий частоту, ведомый в группе при автономном режиме, задающий переток при параллельной работе).	116
Выводы по главе 3	118
ГЛАВА 4 РЕАЛИЗАЦИЯ ПОДСИСТЕМЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В ПРОТОТИПЕ СИСТЕМНОЙ АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЛСЭ И ПРОВЕРКА ЕЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ НА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ MiniGrid	119
4.1 Общая характеристика шкафа автоматики управления режимами ЛСЭ с подсистемой восстановления нормального режима	119
4.2 Требования к структуре и параметрам физической модели MiniGrid, используемой в качестве испытательной установки.....	125
4.3 Описание электродинамической модели энергосистемы (Испытательного центра при кафедре АЭЭС НГТУ) и создания модели MiniGrid на ее основе	126
4.4 Математическое и алгоритмическое обеспечение подсистемы восстановления нормального режима ЛСЭ	128
4.4.1 Идентификация классов состояния	128
4.4.2 Алгоритмы восстановления нормальных режимов автономной и параллельной работы MiniGrid.....	135
4.5 Проверка корректности моделей и алгоритмов восстановления нормального режима локальной системы энергоснабжения при управлении переходами ЛСЭ из режима параллельной работы в автономный и наоборот.....	137
4.6 Проверка корректности моделей и алгоритмов восстановления нормального режима локальной системы энергоснабжения при управлении переходами ЛСЭ из автономного режима в режим параллельной работы.....	139
4.7 Проверка корректности моделей и алгоритмов восстановления нормального режима локальной системы энергоснабжения при управлении переходами ЛСЭ из режима параллельной работы в автономный.....	144
Выводы по главе 4.....	147
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	148

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	150
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ.....	151
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	154
ПРИЛОЖЕНИЕ «А» СВОДКА МАРШРУТОВ ШТАТНОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПРИ ОДНОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ	163
ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» СВОДКА МАРШРУТОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПРИ ОДНОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ.....	166
ПРИЛОЖЕНИЕ «В» СВОДКА ОПЕРАЦИЙ ДЛЯ ПЕРЕХОДА ИЗ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА АВТОНОМНОЙ РАБОТЫ В НОРМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	169
ПРИЛОЖЕНИЕ «Г» ПАРАМЕТРЫ СИНХРОННЫХ МАШИН	177
ПРИЛОЖЕНИЕ «Д» ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ	178
ПРИЛОЖЕНИЕ «Ж» АКТЫ ВНЕДЕРНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ	179

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации

Появление новых игроков на энергетическом рынке (просьюмеры, активные потребители), масштабное внедрение возобновляемых источников энергии и малой генерации на топливной базе, возникновение новых бизнес моделей и сервисов, базирующихся на использовании цифровых технологий, а также освоение незаселенных и инфраструктурно неразвитых территорий (Арктика, территории континентального крайнего севера) - современные вызовы, стоящие перед энергетикой 21 века [1].

Архитектура классических (централизованных) энергосистем (иерархичность, единая структура, однонаправленность потоков энергии в распределительных электрических сетях, унифицированное диспетчерское управление) в условиях новых вызовов уже физически и концептуально не способна оставаться эффективной и оптимальной.

Решить весь этот спектр задач способна электроэнергетика, построенная на основе децентрализованного (мультиагентного) управления, с децентрализованными рынками, а также широким вовлечением всех пользователей энергосистем в процесс управления ими.

Интегративные процессы между децентрализованными источниками энергии (локальные системы энергоснабжения на базе топливной и электронной генерации) и централизованной энергосистемой в настоящее время не обладают необходимой динамикой для фундаментальных сдвигов в организации классических энергосистем.

В существующей архитектуре масштабное внедрение локальных систем энергоснабжения (ЛЭС) сталкивается с ростом капитальных затрат на включение оборудования в контуры управления системного оператора, а также значительных издержек на реконструкцию инфраструктуры сетевых компаний.

Дальнейшее удешевление технологий зеленой энергетики, появление перспективных водородных технологий, развитие систем накопления энергии приведет к созданию интернета энергии – полноценной экосистемы производителей и потребителей энергии, которые будут свободно входить (или выходить) в общую инфраструктуру для обмена энергией.

Концепция интернета энергии предполагает мультиагентную координацию между элементами энергосистемы, с обеспечением статической и динамической устойчивости при подключении новых устройств, а экономическое взаимодействие между пользователями будет осуществляться на основе р2р-транзакций [2].

Для реализации беспрепятственного доступа в энергосистему необходимы малозатратные технологии, позволяющие осуществить прямое (посредством синхронных электрических связей) включение на параллельную работу распределенных источников энергии. В зависимости от желания (просьюмера, системного оператора) или генерационной способности источника энергии (ВИЭ) будет происходить смена одного (параллельная работа) нормального режима на другой (автономная работа), то есть осуществляться управляемый процесс разделения единой энергосистемы на части, с последующим восстановлением нормального режима (НР) параллельной работы [3].

В настоящее время деление сети (ДС) применяется как противоаварийная мера для прекращения асинхронного режима в заранее определенном для этого месте (сечение для деления). Восстановление нормального режима единой энергосистемы реализуется высококвалифицированным персоналом и занимает значительное время. Сначала системный оператор выясняет характер аварии, затем получает информацию об уровнях частоты и напряжения в отдельно работающих частях энергосистемы, анализирует данные и принимает решения относительно восстановления частоты и напряжения, создает все условия для синхронизации и объединения, осуществляет восстановление параллельной работы несинхронно работающих частей энергосистемы и их нормального режима [4].

Существующая технология восстановления НР применима для систем с иерархической структурой принятия решений (ЦДУ-ОДУ-РДУ) и жестко фиксированными центрами управления (диспетчерские центры). Она не подходит для систем, в основе, которых лежат локальные системы энергоснабжения (минигриды). Перманентные реконфигурации, происходящие в таких системах, требуют разработки принципиально новой технологии автоматического восстановления НР.

Степень разработанности темы исследования

Аналізу различных проблем реконфигурации схемы электрической сети, и прежде всего ее делению и восстановлению, посвящен ряд работ следующих исследователей - Воропай Н. И., Успенский М.И., Фишов А.Г., Илюшин П.В., Мукатов Б.Б., Марченко А.И., Булатов Ю.Н., Куликов А.Л., M. Adibi, Arshad Saleem, Jignesh M. Solanki, T. Nagata и др. Основная часть работ в данном направлении акцентирована в большей степени на теоретической разработке способов восстановления НР, чем на технологических решениях задачи восстановления НР в электрических сетях с распределенными децентрализованными источниками энергии.

Все отмеченное делает актуальным выбор направленности данной работы на разработку подсистемы восстановления НР для автоматики управления режимами локальной системы энергоснабжения.

Цель диссертационной работы – исследование способности ЛСЭ к восстановлению нормального режима при параллельной работе с внешней электрической сетью и разработка подсистемы восстановления нормального режима для системной автоматики управления режимами ЛСЭ.

Задачи исследования для достижения цели диссертационной работы:

1. анализ развития технологий восстановления НР в централизованных электроэнергетических системах;
2. исследование способов присоединения ЛСЭ к распределительным электрическим сетям и рисков параллельной работы ЛСЭ с внешней электросетью;
3. разработка способа управления режимом автономной ЛСЭ при ее включении на параллельную работу с внешней электрической сетью;
4. формулирование требований к функционалу подсистемы восстановления НР для автоматики управления режимами ЛСЭ;
5. формирование принципов и математических моделей идентификации классов состояния ЛСЭ при параллельной и автономной работе;
6. разработка алгоритмов определения установившегося режима, восстановления НР ЛСЭ при автооператорном управлении режимом ЛСЭ;
7. проверка работоспособности подсистемы восстановления НР, реализованной в прототипе системной автоматики управления режимами ЛСЭ, на электродинамической модели энергосистемы.

Объект исследования: локальные системы энергоснабжения на базе топливной генерации, способные к сбалансированной островной работе и включаемые напрямую на параллельную работу с внешними электрическими сетями.

Предмет исследования: восстановление нормального режима ЛСЭ при их параллельной работе с централизованными электрическими сетями.

Научная новизна диссертации:

1. впервые разработан прототип подсистемы восстановления НР для системной автоматики ЛСЭ;
2. разработан метод восстановления НР ЛСЭ, интегрированной во внешнюю электрическую сеть, который заключается в использовании маршрутных карт структурно-режимных состояний ЛСЭ;

3. разработан способ управления составом и загрузкой генераторов электростанций ЛСЭ, работающей как изолировано, так и параллельно с внешней электрической сетью.

Теоретическая и прикладная значимость работы

Создан прототип подсистемы восстановления НР для системной автоматики управления режимами ЛСЭ, позволяющий осуществлять автоматическую (под управлением автооператора) смену класса состояния ЛСЭ с изменением структуры ЛСЭ (с учетом балансовой ситуации внутри ЛСЭ), а также производить переконфигурацию регуляторов (скорости и возбуждения) генераторов ЛСЭ в зависимости от нормального режима (параллельный или автономный).

Теоретические разработки, практические рекомендации и алгоритмы восстановления НР ЛСЭ, предложенные в диссертационном исследовании, реализованы в подсистеме восстановления НР комплексной автоматике управления режимами ЛСЭ и внедрены в автоматику компании ООО «Модульные Системы Торнадо».

Методы исследования

В работе использованы: теории электроэнергетических систем, автоматического управления, экспертных систем, мультиагентного управления, методы динамического программирования и физического моделирования.

Положения, выносимые на защиту:

1. эффективным методом определения траектории восстановления НР является использование маршрутных карт состояний ЛСЭ с применением принципа оптимальности Беллмана;
2. управление восстановлением НР ЛСЭ должно осуществляться с помощью автоматического оператора с искусственным интеллектом экспертного типа, выполняющего: параметрическую перенастройку регуляторов мощности и напряжения в соответствии с текущим НР, перевод ЛСЭ из одного состояния в другое, изменение конфигурации электрической сети;
3. Восстановления НР возможно осуществить с функционализацией генераторов станции ЛСЭ.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа соответствует Паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы» исследованиям по связям и закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электрических станций, электроэнергетических систем, электрических сетей и систем электроснабжения.

Конкретно следующим пунктам паспорта специальности 05.14.02 – «Электрические станции и электроэнергетические системы»:

- б. разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике;
- 9. разработка методов анализа и синтеза систем автоматического регулирования, противоаварийной автоматики и релейной защиты в электроэнергетике.

Степень достоверности и апробации результатов

Достоверность результатов и выводов, работоспособность подсистемы восстановления нормальных режимов ЛСЭ подтверждены физическими экспериментами на электродинамических моделях ЛСЭ в НГТУ и НИУ МЭИ.

Основные результаты работы представлялись, докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры автоматизированных электроэнергетических систем НГТУ, российской конференции ОДУ Сибири «Планирование и управление электроэнергетическими системами» (г. Кемерово, 2017 г), международной конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем» (г. Санкт-Петербург, 2017 г.).

Публикации

По результатам исследований опубликовано 9 печатных работ, в том числе 2 статьи в изданиях согласно перечню российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук (перечень ВАК РФ), 7 публикаций в международных и российских изданиях, материалах международных и всероссийских конференций. Получен 1 патент на изобретение Российской Федерации.

Личный вклад соискателя

В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит формализация поставленных задач, разработка алгоритмов восстановления нормального режима, используемых в подсистеме восстановления НР прототипа АУР ЛСЭ, тестирование алгоритмов при имитационном моделировании режимов ЛСЭ, проведение при содействии специалистов Испытательного центра устройств контроля и управления режимами ЭЭС при кафедре АЭЭС НГТУ испытаний прототипа автоматики на физической модели ЛСЭ, а также в НИУ МЭИ.

Объем и структура диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, словаря терминов, списка литературы, включающего в себя 101 наименование. Общий объём работы составляет 180 страниц, включая 15 таблиц и 61 рисунок.

ГЛАВА 1 ЗАДАЧА ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В ТРАДИЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И В СИСТЕМАХ С МАЛОЙ СИНХРОННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

1.1 Классическая формулировка задачи восстановления электроснабжения в электрических сетях, как подкласса задачи восстановления нормального режима

Управление энергосистемами можно классифицировать на три вида: управление в нормальном режиме, в аварийном режиме и «восстановительное». На рисунке 1.1.1 представлены эти виды управления и взаимоотношения между ними. Матричные уравнения, описывающие в общем виде установившийся режим энергосистемы, имеют следующий вид

$$E(X, Y) = 0 \quad (1.1)$$

$$I(X, Y) \leq 0 \quad , \quad (1.2)$$

где E – ограничения в форме равенств, представляющие собой баланс мощностей (активной и реактивной) в узлах сети, I – ограничения на режимные параметры в форме неравенств (напряжения в узлах, предел передаваемой мощности, токовая нагрузка сетевых элементов), X – вектор режимных параметров (напряжения и их фазовые углы), Y – вектор контролируемых параметров (напряжения генераторов, положения отпаек трансформаторов, мощности нагрузок)

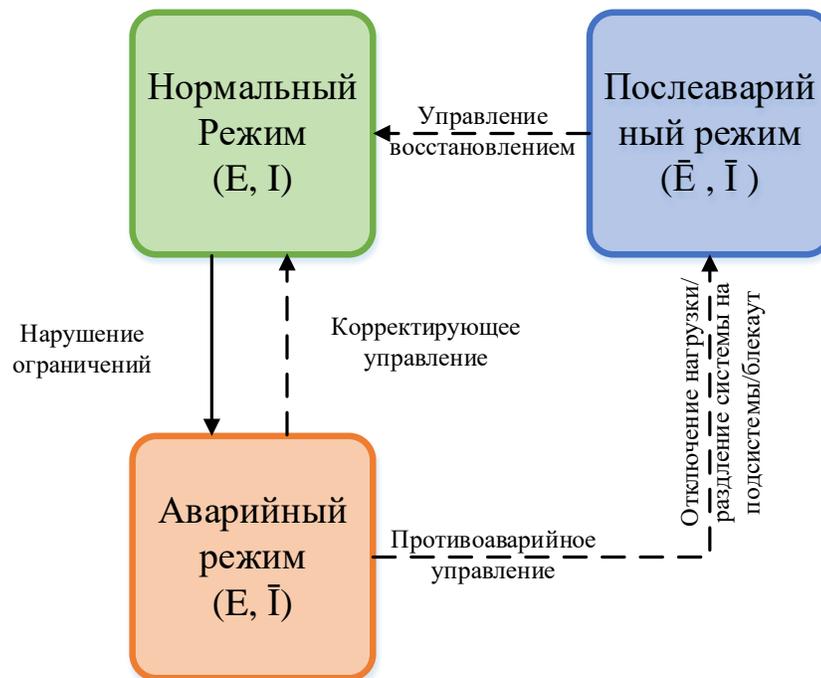


Рисунок 1.1.1 – Виды режимов и взаимосвязь управлений в энергосистеме

Таким образом, нормальный режим существует в ЭС, когда он удовлетворяет, как ограничениям в виде равенств, так и в виде неравенств [5]. Аварийный режим возникает в ЭС, когда токовая загрузка элементов сети превышает допустимые значения, нарушены ограничения по напряжению и т.д., то есть когда режим ЭС не удовлетворяет ограничениям в форме неравенств, как правило, носит переходный характер. «Послеаварийный» установившийся режим наступает в ЭС после завершения аварийного, чаще всего имеет структурные и параметрические нарушения. Последствия нарушений ограничений могут быть условно разделены:

- «легкими по тяжести» - обесточивания некоторых потребителей;
- «средними по тяжести» - ЭС может разделена на несинхронно работающие части;
- «тяжелыми» - с погашением крупных районов, наступлением блэкаута.

Восстановление НР в ЭС (далее по тексту под восстановлением ЭС следует понимать восстановление НР в ЭС) после частичного или полного погашения ЭС – процесс восстановления собственных нужд электростанций, восстановления транзитных ЛЭП (синхронизация частей ЭС между собой), восстановления электроснабжения потребителей, восстановления до аварийной надежности. Данный процесс должен происходить как можно быстрее и не приводить к отказу или повреждению оборудования.

С математической точки зрения, восстановление ЭС это задача оптимизации, которая формулируется следующим образом:

1. Целевыми функциями являются, например, время восстановления; затрачиваемые на восстановление ресурсы (количество коммутаций выключателей, запусков и остановов энергоблоков, процессов синхронизации и др).
2. Ограничениями являются: предельные активная и реактивная мощности, напряжение, частота, статическая и динамическая устойчивость, объемы и времена отключения нагрузки, доступность оборудования (оперирование ручное или дистанционное), качество переходных процессов и др.
3. Переменными являются: количество несинхронных подсистем, коммутационное состояние выключателей, напряжения генераторов, положение отпаяк РПН трансформаторов, синхронизация подсистем и т.д.

Проблемы, с которыми часто сталкиваются при восстановлении ЭС можно условно поделить на три вида: стационарные, сетевые и неэнергетические.

Станционные проблемы

a) *Резервы мощности.* Если одна из электростанций (или крупный блок) в ЭС погасла, то в ЭС должны быть резервы мощности, готовые включиться в любой момент времени.

b) *Временные интервалы.* Так же важным фактором являются определенные временные интервалы такие, как максимальный интервал, после которого блок (с котлом барабанного типа) не может быть повторно пущен из горячего состояния, или минимальный интервал, после которого оборудование может быть безопасно перезапущено [6]. Таким образом, при восстановлении электроснабжения на электрической станции, необходимо учитывать специфику технологического процесса.

c) *Баланс мощности.* Во время восстановления ЭС, баланс мощности должен поддерживаться, чтобы избежать недопустимых отклонений частоты. Восстановление нагрузки малыми порциями удлиняет процесс восстановления ЭС, но зато не приводит к дальнейшему развитию аварии.

Сетевые проблемы

a) *Определение места повреждения.* Когда наступает блэкаут, необходимо оперативно определить причину, приведшую систему к развалу. В частности, является ли причина проходящей (например, дуговое КЗ) или постоянной (например, повреждение трансформатора). Постоянное повреждение находится и изолируется до процесса восстановления ЭС. Иначе не выявленное постоянное повреждение снова приведет к блэкауту во время восстановления.

b) *Положение выключателей.* При восстановлении ЭС необходимо точно знать, какие выключатели включены, какие отключены. Не все ЭС снабжены SCADA-системами с мониторингом всех выключателей, находящихся в эксплуатации в данной ЭС.

c) *Проблемы с напряжением при повторном включении транзитных линий.* Первым шагом при восстановлении ЭС является восстановление транзитных линий электропередачи. Это приведет к резкому возрастанию реактивной мощности (особенно если линии длинные), следствием чего окажется повышение напряжения на конце электропередачи. Во избежание такого типа перегрузки оборудования нужно одновременно с включением линии включать шунтовой реактор или нагрузку потребителя. До начала восстановления ЭС необходимо провести расчеты режимов включения линий на холостом ходу, чтобы выбрать количество включаемых шунтовых реакторов.

d) *Действия с оборудованием.* Восстановление ЭС происходит поэтапно. На каждом этапе должен соблюдаться баланс реактивной мощности, для достижения этого требования должно контролироваться переключение отпаек трансформатора, ввод\вывод СКРМ, набор нагрузки. Чтобы

уменьшить время восстановления, необходимо свести действия при осуществлении регулирования потоков реактивной мощности к минимуму.

Восстановление подсистем и ЭС

Одним из способов восстановления большой ЭС является разделение ее на малые независимые (то есть сбалансированные) подсистемы, с восстановлением сначала подсистем и последующей их синхронизацией между собой. Данному способу посвящен ряд работ [7-11].

При “развале” ЭС на несколько изолированно работающих подсистем для успешного восстановления должно осуществляться иерархическое управление восстановлением. То есть восстановление внутри подсистем осуществляется местным персоналом, а синхронизация подсистем и восстановление целостности ЭС осуществляется персоналом национальных диспетчерских центров.

«Неэнергетические» проблемы

а) *Связь.* Важную роль в процессе восстановления играют телекоммуникационные системы: сотовая, спутниковая, ВЧ-связь. Во время восстановления ЭС, некоторые ЛЭП могут быть выведены из работы в следствие аварии, а гражданские линии телефонной связи перегружены (во время блэкаутов часто случается паника среди населения), таким образом, координация действий между диспетчерами разных уровней может быть затруднена. Так же во время восстановления ЭС передается огромное количество информации от диспетчерских центров на станции, подстанции, в диспетчерские центры более низкого уровня, что может приводить к перегрузке телекоммуникационных каналов. Следовательно, могут потребоваться резервные каналы связи для успешного восстановления ЭС.

б) *Кибербезопасность.* Для обеспечения цифровой надежности восстановления ЭС необходимо полностью исключить несанкционированную передачу информации третьих лиц. Средствами повышения кибербезопасности являются: дублирование одинаковых устройств, функциональное резервирование, декомпозиция – разделение различных функций между разными устройствами, физическое разнесение кабелей и устройств, упрощение – «прозрачные» алгоритмы [12].

с) *Транспорт.* При механических повреждениях оборудования, его необходимо как можно быстрее восстановить или заменить на новое, чтобы восстановить электроснабжение в ЭС. Так как большинство транзитных высоковольтных подстанций находятся вдали от населённых пунктов, то необходим специализированный транспорт, чтобы добраться до места проведения работ и осуществить ремонтные работы.

Часть из приведенных выше проблем можно избежать, если заранее от них отстроиться. В ЭС должны быть резервы мощности (в большинстве современных ЭС существуют горячие и холодные резервы мощности), все установленное ПО для управления режимами ЭС должно удовлетворять стандартам кибербезопасности, на балансе сетевых компаний должна находиться спецтехника для проведения оперативных ремонтов, диспетчерские центры, центры управления сетями, а также электрические станции и подстанции должны обладать современным телекоммуникационным оборудованием.

Восстановление НР в ЭС сводится к поэтапному решению трех задач: восстановление электроснабжения потребителей, восстановление нарушенной надёжности электроснабжения, восстановление резервов мощности.

Восстановление электроснабжения потребителей осуществляется автоматическим способом – действиями АВР, АПВ. При наличии в распределительных сетях реклоузеров появляется возможность создания более гибких схем восстановления электроснабжения. Но вся суть восстановления электроснабжения сводится к реконфигурации сети, цель которой как можно быстрее задействовать резервные пути для электроснабжения отключенных потребителей.

Одним из методов определения резервных путей является составление матрицы инцидентности A_{ij} графа электрической сети и определение ее ранга. Если количество строк в матрице больше ее ранга, то это говорит о том, что часть строк в матрице A_{ij} являются зависимыми, а значит имеются кольца (петли) в электрической сети. А если имеются кольца, то значит можно найти резервный путь электроснабжения потребителей.

Рассмотрим поиск резервных путей электроснабжения на примере графа, изображенного на рисунке 1.1.2. Матрица инцидентности A_{ij} данного графа так же приведена на рисунке 1.1.2.

		Узлы					
		1	2	3	4	5	6
Ветви	a	1	1	0	0	0	0
	b	0	1	1	0	0	0
	c	0	1	0	0	0	1
	d	0	1	0	1	0	0
	e	0	0	0	1	1	0
	f	0	0	1	0	1	0
	g	0	0	0	0	1	1

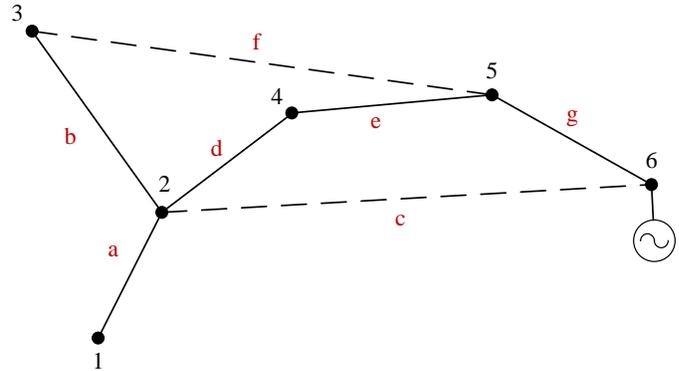


Рисунок 1.1.2 – Граф 6-узловой электрической сети и его матрица инцидентности (пунктиром показаны отключенные ЛЭП)

Чтобы найти кольца в графе можно применить метод последовательного исключения переменных. На рисунке 1.1.3 представлена верхняя треугольная матрица, которая показывает, какие ветви входят в кольца.

1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0
0	1	0	0	0	1	0	0	-1	0	0	1	0	0	-1	0	0	1	0	0	-1	0	0	1	0	0	-1	0	0	1
0	1	0	1	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	1	0	-1
0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1
0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0

Рисунок 1.1.3 – Верхняя треугольная матрица графа 6 узловой электрической сети

Две строки в матрице инцидентности A_{ij} получились нулевыми, значит в графе имеются два кольца. Далее необходимо определить какие ветви входят в эти кольца. Это можно сделать с помощью алгоритма поиска в глубину. Получается, что первое кольцо составляют ветви $bdef$, а второе $degc$. Ветви f и c в нормальной схеме электроснабжения отключены, значит при повреждении одной из ветвей входящей в кольцо существует возможность (если позволяют режимные ограничения) включить ветвь f или c (в зависимости от того в каком кольце повреждение), тем самым восстановив электроснабжение потребителей.

Экономичность режима и надежность электроснабжения в задаче восстановления электроснабжения не рассматриваются. Целью восстановления электроснабжения является повторное включение отключенных потребителей за минимальное время.

1.2 Нарушение электроснабжения и нормального режима в традиционных энергосистемах и в автономных локальных системах энергоснабжения

Одним из признаков нарушения нормального режима системы электроснабжения является нарушение топологии в нормальной схеме электроснабжения. Следует понимать, что понятие нормальной работы системы электроснабжения шире, чем понятие нормального электроснабжения (интерпретация понятий приведена на рисунке 1.2.1). Например, нормальная работа опорной подстанции может обеспечиваться за счет резервирования мощности подходящих к ней нагруженных линий электропередачи. Отключение одной из подходящих к ней ВЛ приведет к нарушенному состоянию нормального состояния, т.е. будет нарушен режим нормальной работы системы электроснабжения, но нормальный режим электроснабжения потребителей сохранится.

Если же на опорной подстанции предусматривается резервирование за счет линии электропередачи с автоматическим вводом, то при отключении основной ВЛ электроснабжение потребителя будет прервано на время, необходимое для автоматического включения резервной ВЛ. Следовательно, восстановление электроснабжения потребителей произойдет за время действия АПВ, а восстановление нормальной работы системы электроснабжения будет определяться временем включения основной ВЛ.

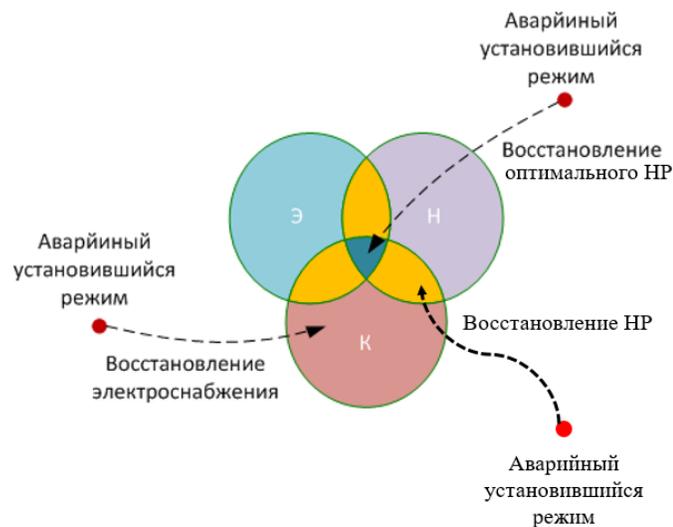


Рисунок 1.2.1 – Оптимальный нормальный режим ЭС (конъюнкция трех функций), нормальный режим ЭС (конъюнкция двух функций), нормальный режим электроснабжения (область только с качественным электроснабжением)

Еще одним признаком нарушения нормальной работы системы электроснабжения является выход за допустимые границы значений режимных параметров. Причинами нарушения являются короткие замыкания, перегрузки линий электропередачи по току, нарушением устойчивости в результате аварийных возмущений, отказа в действии защит, устройств противоаварийной автоматики, несинхронного включения линий электропередачи, генераторов, потеря возбуждения генераторов на станциях, ошибочные отключения сетевых элементов (линий, трансформаторов), фидеров нагрузки, генераторов.

На рисунке 1.2.2 представлена диаграмма аварийности на электростанциях установленной мощностью 25 МВт и более и в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше ЕЭС России.

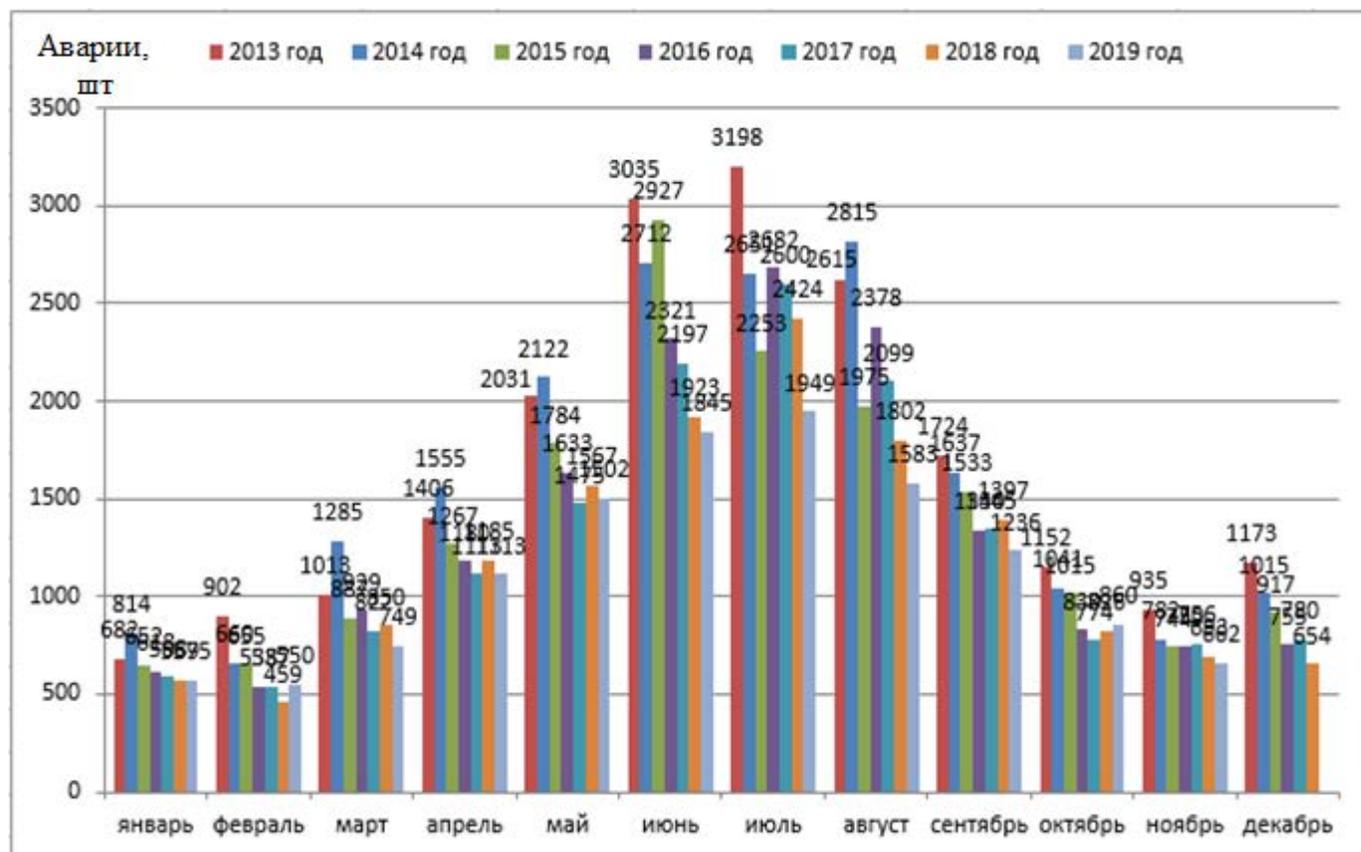


Рисунок 1.2.2 – Аварийность на сетевых и генерирующих предприятиях в ЕЭС России

За 2019 произошло 426 аварий, приведших к прекращению электроснабжения потребителей в объеме 10 МВт и более, а всего произошло 13331 аварии [13]. Как видим, нарушения нормального режима системы электроснабжения более частое явление, чем нарушение электроснабжения потребителей.

Электрические линии в локальных системах энергоснабжения в подавляющем большинстве случаев являются кабельными линиями низкого класса напряжения (0,4,6 или 10 кВ) небольшой протяженностью (от 1 до 5÷7 км), которые меньше подвержены аварийным отключениям вследствие повреждений. ЛСЭ выполняют кольцевыми схемами электрических сетей, резервируя ТП потребителей. Следует отметить, что ЛСЭ это новые объекты, с новым оборудованием, поэтому аварии, связанные с износом оборудования в таких системах практически исключены.

Единственным уязвимым местом в ЛСЭ является электрическая станции, входящая в состав ЛСЭ. Нарушение в ее работе приводит не только к нарушению нормального режима ЛСЭ, но и к нарушению нормального электроснабжения потребителей.

Основной режимной причиной отключения технологическими защитами энергоблоков электростанции малой мощности являются набросы/сбросы нагрузки (например, для газопоршневых энергоблоков мощностью 2 МВт это 100-200 кВт), что может приводить к полному погашению электростанции. Соответственно, основным способом предотвращения таких нарушений электроснабжения является исключение причины (набросов/сбросов нагрузки) за счет параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью, когда эти набросы/сбросы берет на себя, в основном, внешняя электрическая сеть, и использование исключительно сбалансированного деления при отключении ЛСЭ от внешней электрической сети [14].

1.3 Способы восстановления электроснабжения в традиционных электроэнергетических системах

Автоматическое повторное включение

АПВ автоматически включает отключившийся элемент энергосистемы (линию, шину, трансформатор) для восстановления работы потребителей или схемы их электропитания. Наибольшую эффективность (как показал опыт эксплуатации) имеют устройства АПВ воздушных линий электропередачи, осуществляющие одностороннее питание потребителей. Так же высокая эффективность у АПВ шин, т.к. короткие замыкания (КЗ) на шинах часто бывают неустойчивыми. Обязательно устанавливать АПВ на однострансформаторных ПС. На двухтрансформаторных подстанциях АПВ рекомендуется в том случае, если при отключении одного трансформатора (ТР) оставшийся в работе ТР не может обеспечить питание нагрузки без отключения части потребителей. Для осуществления АПВ трансформатора используются те же устройства, что и для АПВ линии. При этом АПВ должно действовать с выдержкой времени для исключения его срабатывания при

внутренних КЗ, сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий контакт газового реле замыкается раньше, чем сигнальный [15].

АПВ можно классифицировать по следующим признакам:

- по воздействию на количество фаз выключателя – однофазное или трехфазное АПВ;
- по виду оборудования (ВЛ, ТР, шины, электродвигатели);
- по типу коммуникационной аппаратуры (элегазовые, вакуумные выключатели, контакторы, магнитные пускатели и т.д.);
- по кратности действия (одно или многократное АПВ);
- по времени действия (быстродействующее АПВ)
- по способу проверки синхронизма при АПВ – с улавливанием синхронизма (АПВУС), несинхронное (НАПВ), в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС).

Частотное АПВ

Особое место занимают устройства частотного АПВ. ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и действует на включение отключенных нагрузок. ЧАПВ целесообразно устанавливать на подстанциях (ПС) с ответственными потребителями, на ПС без постоянного обслуживающего персонала, с дежурством на дому, далеко расположенных от места размещения выездных оперативных бригад.

В дефицитных районах и энергосистемах, питание которых может быть восстановлено путем включения межсистемной связи (или ресинхронизации по этой связи, если возникал асинхронный режим), целесообразно ориентироваться на постепенное увеличение числа устройств ЧАПВ вплоть до установки их на всех объектах, где есть АЧР. Это позволит при восстановлении параллельной работы района или энергосистемы с ОЭС полностью автоматически восстановить питание всех отключенных потребителей.

Доля нагрузки, подключаемой к ЧАПВ в изолированно работающих энергосистемах и в дефицитных энергосистемах или районах, которые могут на длительный период отделяться от остального энергообъединения, должна определяться исходя из конкретных местных условий (наличия резервной мощности, мобилизуемой на ГЭС, обслуживающего персонала на подстанциях и т. д.). Очередность подключения нагрузок к устройствам ЧАПВ обратна очередности подключения к АЧР, т. е. нагрузки, подключенные к последним очередям АЧР, должны подключаться к первым очередям ЧАПВ. Как и в АЧР нагрузка, подключенная к ЧАПВ, может примерно равномерно распределяться по очередям [16].

Автоматический ввод резерва

Еще одним средством восстановления электроснабжения потребителей является автоматический ввод резерва (АВР). Простота схем и высокая эффективность (успешность действия АВР равняется 90-95%) обусловили широкое применение АВР на электростанциях и в электрических сетях. Все устройства АВР удовлетворяют следующим требованиям:

- АВР срабатывает, когда напряжение на шинах потребителей в независимости от причины (аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания) пропадает. Включение резервного источника питания иногда допускается также при КЗ на шинах потребителя. Однако очень часто есть блокировка на срабатывание АВР, например, при работе дуговой защиты в комплектных распредустройствах. При отключении от максимальной защиты трансформаторов, питающих шины НН, работе АВР предпочтительна работа АПВ. Поэтому на стороне НН (СН) понижающих трансформаторов подстанций принимается комбинация АПВ-АВР. При отключении трансформатора его защитой от внутренних повреждений, работает АВР, а при отключении ввода его защитой – АПВ. Такое распределение предотвращает посадку напряжения, а иногда и повреждение секции, от которой осуществляется резервирование.

- Для уменьшения времени перерыва электроснабжения, включение резервного источника питания должно происходить как можно быстрее.

- Чтобы не допустить нескольких подряд включений резервного источника на не устранившееся КЗ, срабатывание АВР должно быть однократным.

- АВР не срабатывает, пока не отключен выключатель рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также возможное в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

- Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

- Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Быстрое отключение КЗ при этом необходимо, чтобы предотвратить нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к резервному источнику питания. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без

выдержки времени. В установках же собственных нужд, а также на подстанциях, питающих большое количество электродвигателей, ускорение осуществляется до 0,3-0,5 сек. Такое замедление ускоренной защиты необходимо, чтобы предотвратить ее неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей, который может достигать 180° [17].

1.4 Способы восстановления нормального режима в традиционных электроэнергетических системах

Определение нормального режима энергосистемы имеет следующую формулировку: режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях [18].

Одним из самых тяжелых видов нарушения НР является несбалансированное разделение ранее синхронно работающей энергосистемы (ЭС), на изолированные части, которое может произойти в результате отключения ЛЭП, разделения шин на электростанциях и подстанциях, вызванных действием устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), ошибках дежурного персонала при проведении оперативных переключений.

Для ускорения восстановления синхронной зоны существуют инструкции операторам, в которых есть информация о станциях и подстанциях, где есть устройства синхронизации.

В нормальных режимах синхронизация источников энергии осуществляется методом точной синхронизации:

- скорость вращения возбужденного генератора регулируются так, чтобы достигнуть равенства частот генератора и сети (скольжения не более 0,3-0,4%);
- возбуждение машины устанавливается таким, чтобы напряжение подключаемого генератора и сети были равны;
- включение генератора в сеть производится в тот момент, когда совпадают векторы одноименных фаз напряжения и сети.

Такой метод требует достаточного времени и в аварийных режимах редко применяется. Для ускорения восстановления параллельной работы чаще применяют метод самосинхронизации [19].

Включение генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации осуществляется следующим способом:

- невозбужденная машина разворачивается до скорости вращения, близкой к синхронной;
- при скольжении $s \pm(2-3)\%$ включается под напряжение обмотка статора, и затем устройством автоматического гашения поля (АГП) включается возбуждение.

В практике отмечены случаи, когда методом самосинхронизации включались на параллельную работу турбогенераторы со скольжением 20% и гидрогенераторы с демпферными обмотками со скольжением $\pm 15\%$ (скольжение считается положительным, если скорость вращения включаемого генератора меньше скорости вращения генераторов ЭС) [20].

После разделения ЭС на изолированные части, оперативный персонал передает оператору своей зоны информацию: о произошедших отключениях на энергообъектах, о значении частоты, об уровнях напряжения на основных энергообъектах, о фактической нагрузке и наличии перегрузок контролируемых сечений.

Оператор синхронной зоны (СЗ) на основании полученных данных опроса оперативного персонала, показаний устройств телеизмерений и телесигназации, а также анализа срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики выявляет характер аварии и причины ее возникновения, устанавливает место повреждения, определяет на какие несинхронные части разделилась синхронная зона, определяет уровни частоты и напряжения в отдельно работающих частях зоны, определяет состояние и нагрузку контролируемых внешних и внутренних связей зоны. Затем оператор СЗ назначает ответственных за регулирование частоты операторов в каждой из несинхронно работающих частей.

Если от СЗ отделилась электростанция, то дежурный должен обеспечить работу генераторов на холостом ходу, чтобы в случае команды оператора СЗ генераторы станции были готовы к синхронизации. Крупные энергоблоки электростанций, не допускающие работы на холостом ходу, должны поддерживаться в состоянии готовности к быстрому развороту и включению в сеть с набором нагрузки.

При восстановлении СЗ операторы разных операционных зон за счет скоординированных действий обязаны:

- принять меры к восстановлению частоты и напряжения;
- ликвидировать перегрузки линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений;

- обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд электростанций, вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже допустимого для оборудования уровня;
- синхронизировать отделившиеся во время разделения зоны отдельные генераторы и электростанции.

Синхронизация, как правило, должна производиться при разности частот не более 0,1 Гц. Для частей и контролируемых сечений, технологически позволяющих проведение синхронизации с большей разностью частот, могут быть установлены другие значения максимальной разности частот, с учетом допустимости увеличения передаваемой мощности по контролируемым сечениям. При этом не должна допускаться работа устройств противоаварийной автоматики (АРПМ, АРО, АЛАР).

Для восстановления СЗ необходимо определить частоту несинхронно работающих частей, при которой будет производиться синхронизация, и осуществлять руководство действиями операторов, ответственных за регулирование частоты в этих частях по созданию условий для синхронизации. Если операторам не удалось повысить частоту (были использованы все мероприятия) в дефицитной части до необходимого для осуществления синхронизации уровня, дальнейший ее подъем может осуществляться за счет отключения потребителей. Для того чтобы сохранить максимальное количество потребителей (т.е. произвести минимум отключений) допускается производить синхронизацию при пониженной частоте (не ниже 49.8 Гц), переводить, с кратковременным перерывом питания, участки электрической сети с несколькими подстанциями, находящимися в дефицитной по мощности области, на питание от смежной области, если это допустимо по режиму ее работы, а также отделять от избыточной области отдельные генераторы или электростанции и синхронизировать их с дефицитной областью.

Во время восстановления СЗ (когда регулируются частота) осуществляется контроль загрузки ЛЭП, оборудования и контролируемых сечений для недопущения превышения перетоками максимально допустимых перетоков мощности.

При полной потере напряжения на основных электростанциях (подстанциях) необходимо, в первую очередь, обеспечить восстановление питания собственных нужд электростанций с крупными энергоблоками, а затем подстанций, путем подачи напряжения от смежных областей, если это допустимо по режиму их работы или от электростанций, оставшихся в работе за счет действия ЧДА и АСАРБ.

По мере набора нагрузки генераторами электростанций, будет постепенно осуществлена подача напряжения на обесточенные участки электрической сети, причем таким образом, чтобы исключить недопустимое снижение частоты и перегрузку линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений.

После того как будет восстановлена целостность СЗ, будут обеспечены резервы мощности, запасы пропускной способности в контролируемых сечениях и запасы по токовой нагрузке ЛЭП включение потребителей может быть реализовано с помощью ЧАПВ. Для этого необходимо кратковременно повысить частоту на 0,1 - 0,2 Гц выше верхней уставки срабатывания ЧАПВ. Если потребитель не подключен к ЧАПВ, то оператору зоны необходимо обеспечить их ручное включение с контролем частоты и загрузки линий электропередачи, оборудования и потоков мощности по внутренним и внешним сечениям (связям) [21].

1.5 Восстановление нормального режима в интеллектуальных электрических сетях (smart grids)

Под интеллектуальными сетями (smart grids) в настоящее время понимаются энергосистемы, в которых используется следующий пул технологий:

- Устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ). Современные УСВИ измеряют целый комплекс параметров – синхронизированные векторы фазных напряжений, где модулем является действующее значение основной гармоники фазного напряжения (U_a, U_b, U_c), а фазовым углом соответствующий абсолютный угол напряжения ($\delta U_a, \delta U_b, \delta U_c$); синхронизированные векторы фазных токов, где модулем является действующее значение основной гармоники силы фазного тока (I_a, I_b, I_c), а фазовым углом соответствующий абсолютный угол тока ($\delta I_a, \delta I_b, \delta I_c$); частота пофазно и прямой последовательности (f_a, f_b, f_c, f_{U_1}); скорость изменения частоты ($df_a/dt, df_b/dt, df_c/dt$). Так же УСВИ, если необходимо могут произвести измерения параметров системы возбуждения генераторов: напряжение возбуждения (напряжения ротора) генератора (U_f); ток возбуждения (тока ротора) генератора (I_f); напряжение возбуждения возбудителя (U_{ff}); ток возбуждения возбудителя (I_{ff}) [22].

- Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) станций и ПС позволяют исключить участие человека (а значит и вероятность ошибочных действий) из ряда производственных процессов. К числу функций управления ПС, которые автоматизируются с помощью цифровых технологий, относятся: сбор и обработка информации, отображение и документирование информации, контроль измеряемых величин, выходящих за установленные

пределы, передача информации на верхний уровень управления, выполнение простых вычислений, автоматическое управление оборудованием в нормальном режиме. В сферу автоматического управления на ПС входит: управление напряжением и реактивной мощностью, управление составом работающих трансформаторов (оптимизация числа работающих трансформаторов по критерию минимума потерь активной мощности), управление нагрузкой в аварийных режимах, адаптивное АПВ и АВ, на электростанции: автоматические защиты, блокировки и включение резерва, автоматический пуск и останов энергоблоков [23].

- Интеллектуальный учет потребления ЭЭ и услуг. Это приборы учета с двунаправленной связью, которые устанавливаются у потребителя. Они обеспечивают регулярный опрос, обработку данных, предоставляют информацию о потреблении электроэнергии, а также имеют возможность автоматического и удаленного управления. ИУ потребления ЭЭ и услуг состоит из 3 уровней: верхний уровень – обеспечивает комплексное управление инфраструктурой, средний уровень – создает коммуникационную среду, гарантирующую безопасный и защищенный обмен данными между верхним и нижним уровнями системы, нижний уровень – это непосредственно сами приборы интеллектуального учета [24].

- Возобновляемые источники энергии и системы управления ими. Солнечные и ветряные электростанции относятся к классу несинхронной генерации, то есть для их параллельной работы в составе крупных энергосистем необходимы специальные вставки:

- электромеханические – агрегат, на одном валу которого установлены две электрические машины, которые могут работать в двух режимах – генераторном или двигательном (за счет векторного управления возбуждением каждой из машин осуществляется независимое управление активной и реактивной мощностью);

- инверторные подстанции – комплекс устройств, в состав которых входят: инвертор, низковольтное комплектное устройство переменного тока, повышающий трансформатор (масляного или сухого типа), распределительного устройства среднего напряжения с элегазовой или воздушной изоляцией, системы управления, системы связи, системы обеспечения технологического оборудования (охлаждение, вентиляция и отопление);

- вставки постоянного тока (ВПТ) – устройства, преобразующие переменный ток в постоянный с последующим преобразованием постоянного тока в переменный исходной или иной частоты. ВПТ существуют на тиристорах (для работы требуются источники

реактивной мощности от 50-100% от мощности ВПТ) и на статических компенсаторах (обеспечивают регулирование активной и реактивной мощности в широких пределах).

- Накопители энергии и системы управления ими. Современные системы хранения энергии состоят из трех структурных элементов: подсистемы распределения - обеспечивает электрическую связь с внешней электрической сетью; подсистемы преобразования (инверторы) – управление, которой осуществляет специальная автоматика; подсистемы хранения – аккумуляторные батареи или суперконденсаторы.

На рисунке 1.5.1 представлена ИС (smart grid), которая в автоматизированном виде отслеживает и распределяет потоки мощности для достижения максимальной эффективности использования энергии.

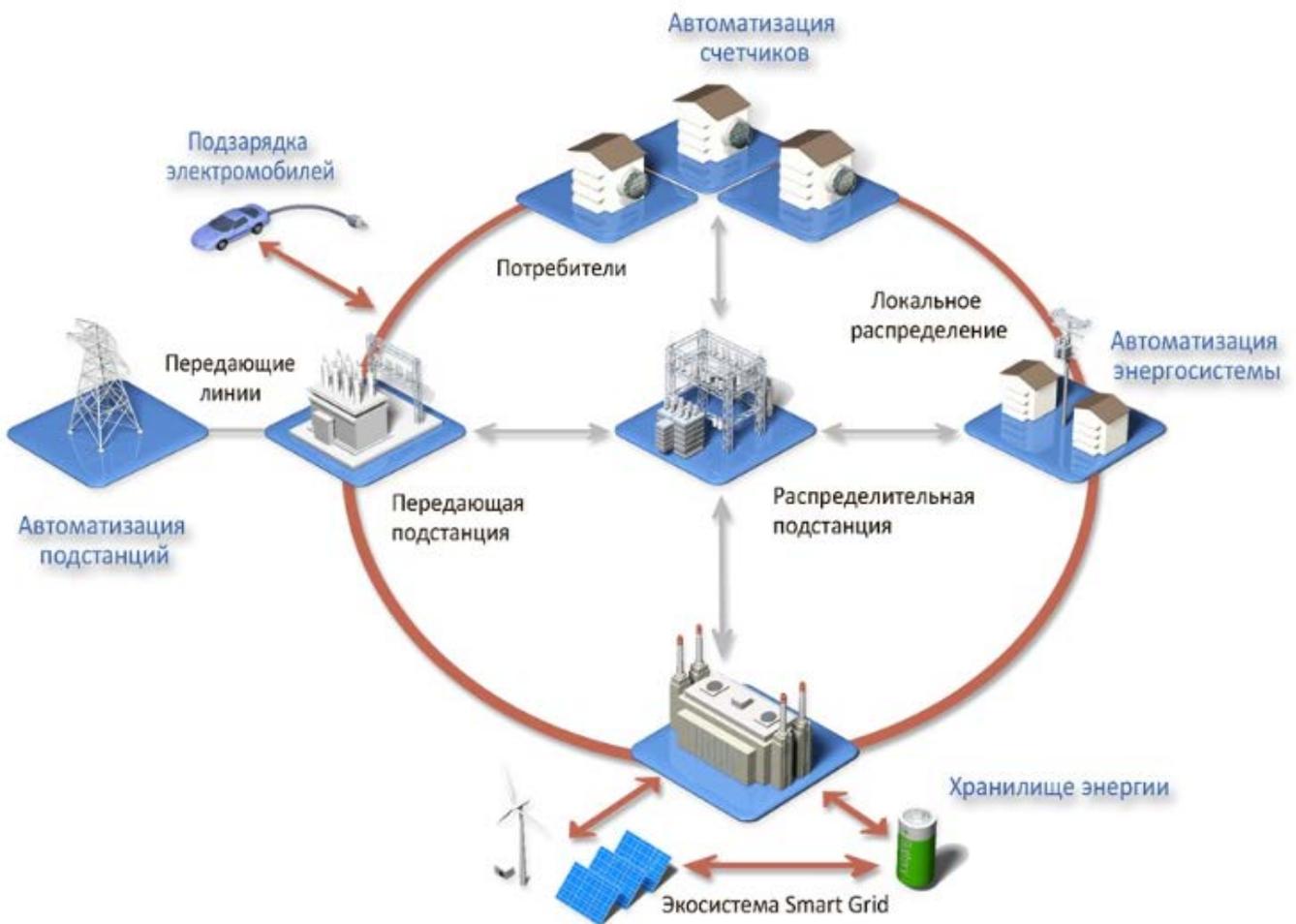


Рисунок 1.5.1 – Классическая интерпретация ИС

Как упоминалось выше, в настоящее время ИС это небольшие анклавов в традиционных ЭС, зачастую работающие изолированно. Но их потенциал может быть использован при восстановлении электроснабжения в распределительных электрических сетях. В данном направлении можно выделить несколько интересных работ.

Авторы [25] используют теорию графов и алгоритмы поиска остовного дерева (Spanning Tree Search) для восстановления электроснабжения в распределительной сети с минигридами (minigrid). Минигрид – это самобалансирующаяся энергосистема формата интеллектуальной сети установленной мощностью не более 25 МВт. Минигриды, подключенные к распределительной сети, но работающие изолированно, увеличивают возможности самовосстановления сети и уменьшают время восстановления электроснабжения. Предложенный авторами алгоритм выполняет поиск оптимальной схемы восстановления электроснабжения по критерию минимизации действий с выключателями. Минигриды моделируются как виртуальные фидеры. Предложенный метод позволяет учесть минимальную и максимальную загрузку генераторов электрических станций, входящих в состав минигрида. Для найденной схемы рассчитывается режим, если он удовлетворяет электрическим и эксплуатационным ограничениям, то задача восстановления электроснабжения решена. Если такую схему не удастся найти, то начинается второй этап работы алгоритма, целью которого является восстановить электроснабжения не всем потребителям, а лишь некоторой части.

Статья [26] посвящена восстановлению частоты и напряжению в минигриде при его переходе из режима параллельной работы с внешней сетью в режим изолированной работы (islanded mode). Такое управление режимами минигридов приводит к усложнению структуры управления. В последнее время в западных странах, разрабатываются и внедряются стандарты, регламентирующие функционирование и функциональность островных систем минигрид. Иерархическая структура управления ими делится на три слоя: первичный – регулирование скорости вращения генераторов, входящих в состав микрогрида, вторичный – восстановление частоты и напряжения до их первоначальных уставок, третичный – управление в соответствии графиком нагрузки и оптимизация потоков мощности. Авторы разработали контроллер напряжения, работающий на принципе распределенного конечного времени (distributed finite-time approach) и симуляция его поведения показала, что предложенный контроллер может восстановить напряжение и частоту всей системы до их номинальных значений, сохраняя при этом заданное распределение мощности между генераторами минигрида, независимо от изменения нагрузки.

1.6 Локальные системы энергоснабжения

Виды локальных систем энергоснабжения

ЛСЭ – это системы с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, передачей и потреблением, установленной электрической мощностью не более 25 МВт. ЛСЭ могут быть выполнены на базе топливной синхронной генерации, либо быть гибридными (совокупность синхронной и несинхронной генерации), но с доминированием синхронной генерации. ЛСЭ чаще всего сооружаются для обеспечения электричеством и теплом населения микрорайонов мегаполиса. Для промышленных потребителей в 2018 году создана концепция активных энергетических комплексов (АЭК). Под АЭК понимается промышленный потребитель, у которого есть собственная малая распределённая генерация для покрытия части энергопотребления и только один из объектов АЭК имеет точку присоединения к электрическим сетям сетевой организации. Внутри АЭК размещается управляемое интеллектуальное соединение - совокупность функционально объединённых устройств, компонентов и ПО, предназначенных для измерения параметров перетока и расчёта объёмов потребления электрической энергии (мощности) в АЭК, а также для балансирования производства и потребления, в том числе, дистанционного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) [27]. Поэтому АЭК всегда дефицитные системы, а ЛСЭ могут быть либо избыточными по мощности и энергии системами, либо быть самобалансирующимися.

Исходя из природы ЛСЭ, при подключении их во внешнюю электрическую сеть, предпочтительным режимом работы избыточных ЛСЭ становится режим выдачи во внешнюю электрическую сеть максимально разрешённой мощности, а для самобалансирующихся ЛСЭ поддержание нулевого сальдо-перетока с внешней электрической сетью.

Виды присоединения ЛСЭ к электрическим сетям внешних энергосистем

Вид присоединения ЛСЭ к внешней электрической сети характеризуется количеством линий связей и количеством точек (подстанций) примыкания. Наиболее распространённым случаем является случай с одной точкой примыкания и двумя линиями связи. В зависимости от топологии окрестностей точки примыкания одна из линий связи может находиться в резерве. На рисунке 1.6.1 показаны виды присоединения ЛСЭ.

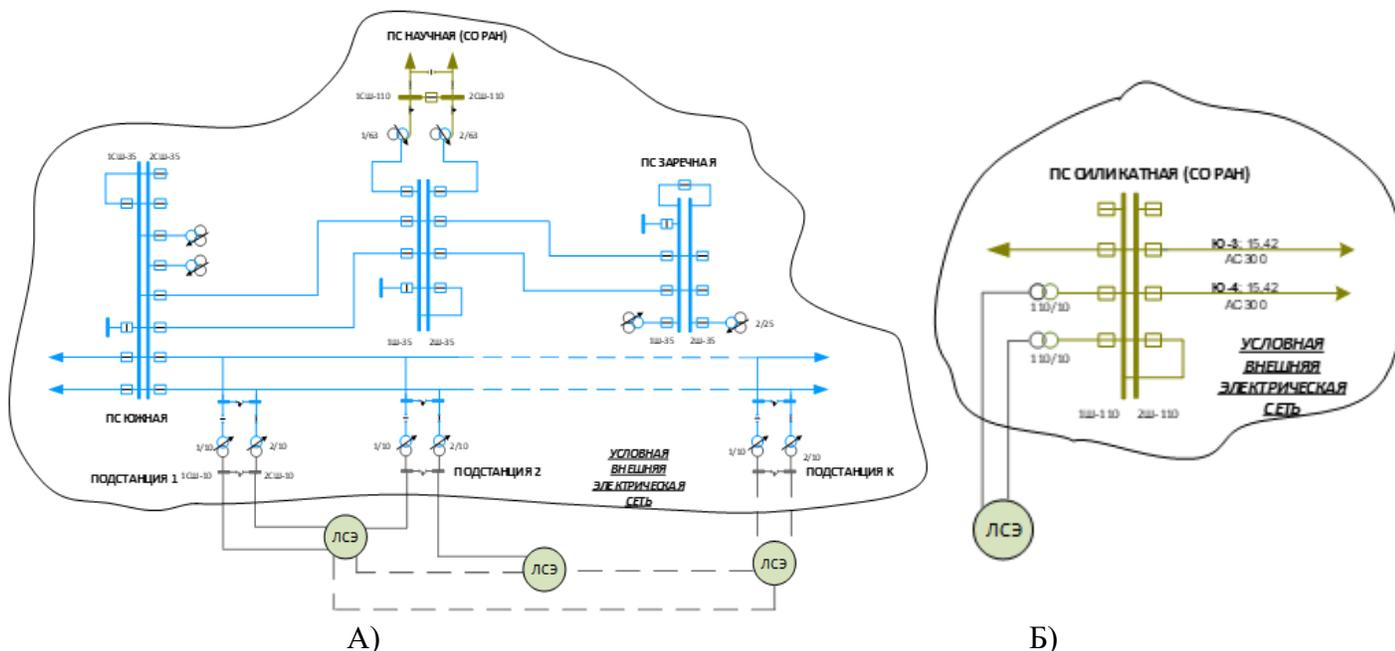


Рисунок 1.6.1 – Условные схемы присоединя ЛСЭ к внешней электрической сети: А – ЛСЭ имеет несколько ПС примыкания, Б – ЛСЭ имеют 1 ПС примыкания

ЛСЭ могут быть подключены в распределительную сеть 10 кВ (рисунок 1.6.1-А), когда от ПС 110 кВ или 35 кВ отходят многочисленные фидеры, а сама цепь имеет концентрированную нагрузку с множеством ТП. Такой тип подключения возможен, но он технически сложный, потребует значительных капитальных вложений. Более «простой» способ присоединя ЛСЭ к шинам подстанции 110 кВ (рисунок 1.6.1-Б). Для такого варианта требуется сооружения двух линий связей 10 кВ, количество сечений для опережающего сбалансированного деления будет 2 или 1 (в зависимости от внутренней структуры ЛСЭ), контролировать перетоки нужно будет в одной точке (точка примыкания ЛСЭ к внешней электрической сети)

Особенности точки присоединения

Особенности точки присоединения зависят от пропускной способности линий связи и трансформаторов, установленных на подстанциях присоединения и от ограничений, выдаваемых сетевыми компания, в чьи электрические сети присоединяются ЛСЭ. Поэтому можно выделить два класса:

- Без ограничений на выдачу/потребление (с точки зрения надежности и баланса ЛСЭ)
- С ограничениями: на выдачу, на потребление, на выдачу и потребление.

1.7 Обобщение схем присоединения локальных систем энергоснабжения к электрическим сетям

Подключение ЛСЭ к централизованным электрическим сетям (через подстанцию примыкания) с помощью синхронных связей может осуществляться по пяти вариантам топологической структуры, представленных на рисунке 1.7.1.

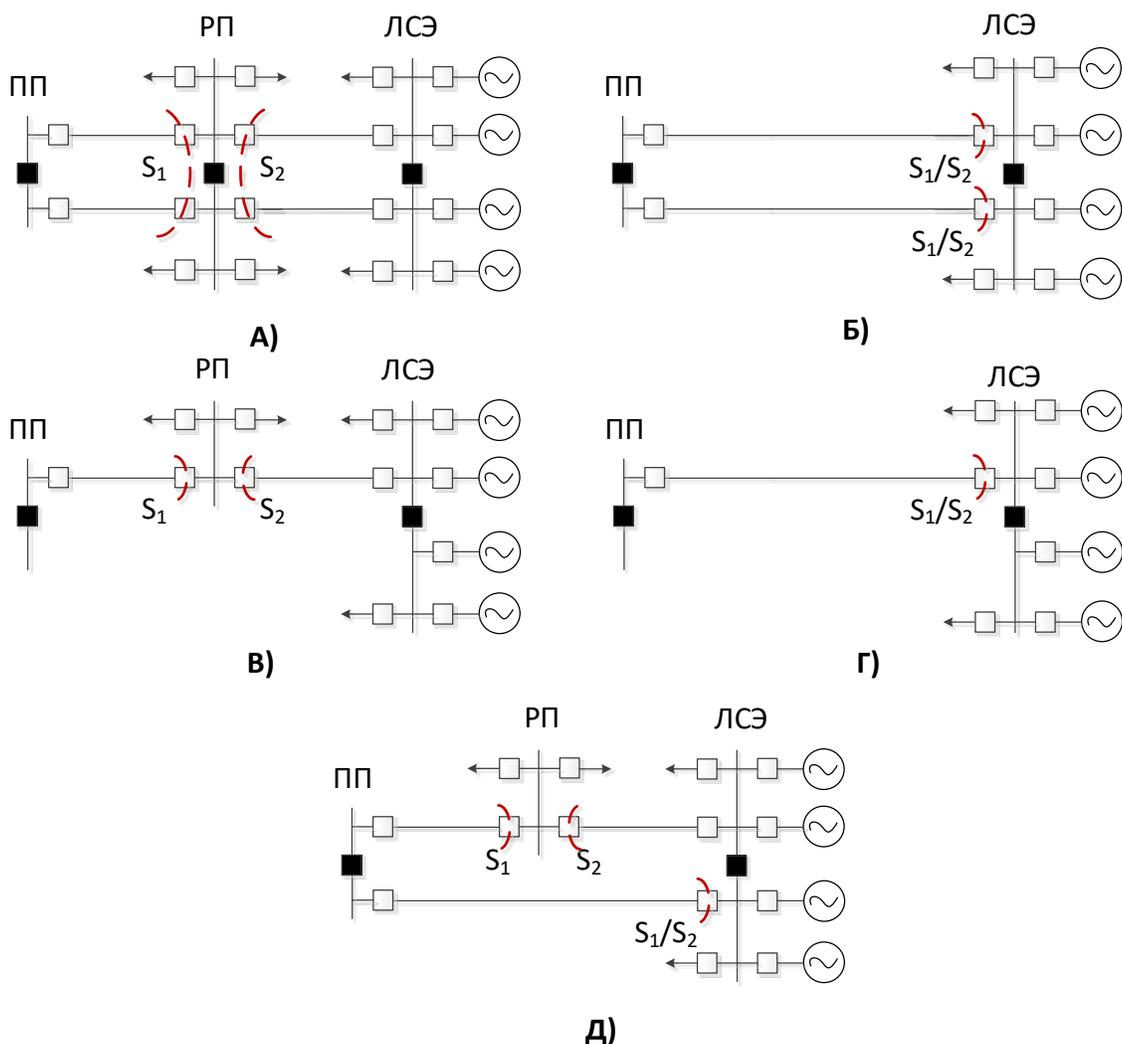


Рисунок 1.7.1 – Типовые схемы присоединения ЛСЭ к внешней электрической сети:

А – две подстанции ЛСЭ присоединены к ПП двумя синхронными связями через промежуточный РП, Б – две подстанции ЛСЭ присоединены к ПП двумя синхронными связями, В – две подстанции ЛСЭ присоединены к ПП одной синхронной связью через промежуточный РП, Г – Две подстанции ЛСЭ присоединены к ПП одной синхронной связью, Д – Одна подстанция ЛСЭ присоединена к ПП через промежуточный РП, а вторая напрямую

Одиночная связь не создает шунтирования шин подстанции присоединения, следовательно, секционный выключатель для структур рисунка 1.7.1 В и Г нормально отключен.

Кроме типовых существуют еще «экзотические» варианты топологической структуры с более сложной распределительной схемой (дополнительное секционирование шин) на электрической станции, входящей в состав ЛСЭ. Данные структуры представлены на рисунке 1.7.2.

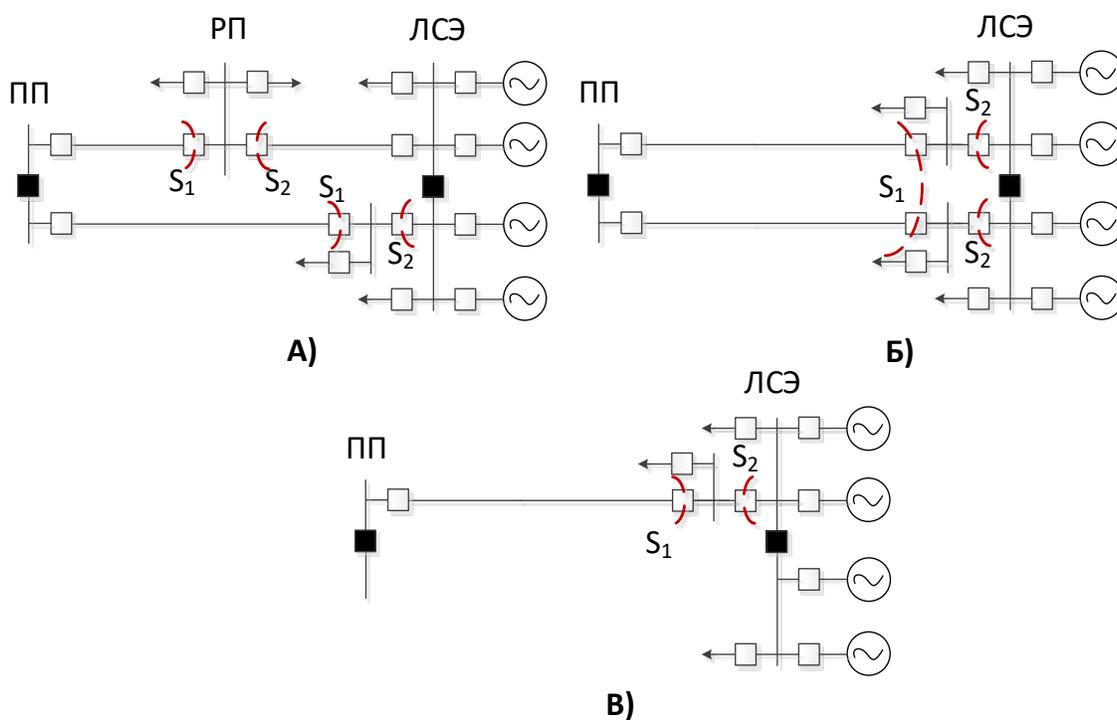


Рисунок 1.7.2 – «Экзотические» схемы присоединения ЛСЭ к внешней электрической сети: А – Одна полустанция ЛСЭ присоединена к ПП через промежуточный РП, а вторая напрямую с секционированием СШ, Б – две полустанции ЛСЭ присоединены к ПП двумя синхронными связями с секционированием СШ, В – Две полустанции ЛСЭ присоединены к ПП одной синхронной связью с секционированием СШ

«Экзотические» схемы присоединения ЛСЭ дают возможность реализовать два различных сечения для деления без промежуточного РП. Данные схемы актуальны, когда в ЛСЭ существуют явно выраженные режимы избытка и дефицита мощности.

1.8 Особенности восстановления нормальных режимов в локальных системах энергоснабжения

Широкое внедрение источников малой генерации (МГ) в РС потенциально значительно повышает возможности восстановления электроснабжения, но вносит существенное усложнение в сам процесс. Как правило, МГ является основой создания локальных систем электроснабжения (ЛСЭ) с собственной сетевой инфраструктурой (ТП, КЛ), несущих нагрузку бытового или промышленного городского кластера, как правило, сооружаемых частными инвесторами в местах

дефицита тепловой и/или электрической энергии. Их развитие концептуально различно в разных странах.

На западе ЛСЭ базируются на технологиях «зеленой» энергетики (солнечная и ветровая генерация, силовая электроника, накопители), в России из-за климатических условий в качестве источников энергии используют топливные электростанции (ДГУ, ГТУ, ПГУ, ГПУ).

Преимущества ЛСЭ на базе топливных электростанций для России очевидны: когенерационная выработка энергии (высокий КПД), короткие сроки окупаемости, быстрое строительство и ввод в эксплуатацию, финансовая независимость от сетевых тарифов.

Для определенности под ЛСЭ будем понимать ЛСЭ на базе тепловой электрической станции (или нескольких ТЭС) установленной мощностью не более 25 МВт.

Основной проблемой ЛСЭ, работающих изолированно от ЭС, являются частые отключения генераторов ТЭС технологическими защитами, что приводит к частичному или полному погасанию энергорайона.

подавляющая часть ЛСЭ работает автономно от существующих централизованных электрических сетей, это связано с рядом рисков параллельной работы [28]. В Новосибирской ЭС был прецедент, когда сетевая компания позволила присоединиться к своим сетям ЛСЭ, и через пару месяцев работы генераторы станции ЛСЭ получили ударный динамический момент из-за КЗ во внешней электрической сети. Последствиями ударного динамического момента стал срез шпилек, соединяющих вал турбины и вал ротора генератора и искривление лопастей турбины.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей ЛСЭ иногда подключают к внешней электрической сети с использованием АВР при потере собственных источников. Параллельная работы ЛСЭ и внешней электрической сети отсутствует, но случае погасания станции восстановление электроснабжения потребителей будет осуществлен АВР. На рисунке 1.8.1 приведена схема присоединения ЛСЭ «Березовое» с собственными нагрузками в г. Новосибирске к электрической сети АО «РЭС». Выключатели на шинах 10 кВ ПС 110 кВ «Силикатная», через которые подключена ЛСЭ «Березовое», нормально отключены, в случае исчезновения напряжения со стороны ЛСЭ, выключатель В4.4 включится, тем самым восстановив электроснабжение потребителей ЛСЭ «Березовое».

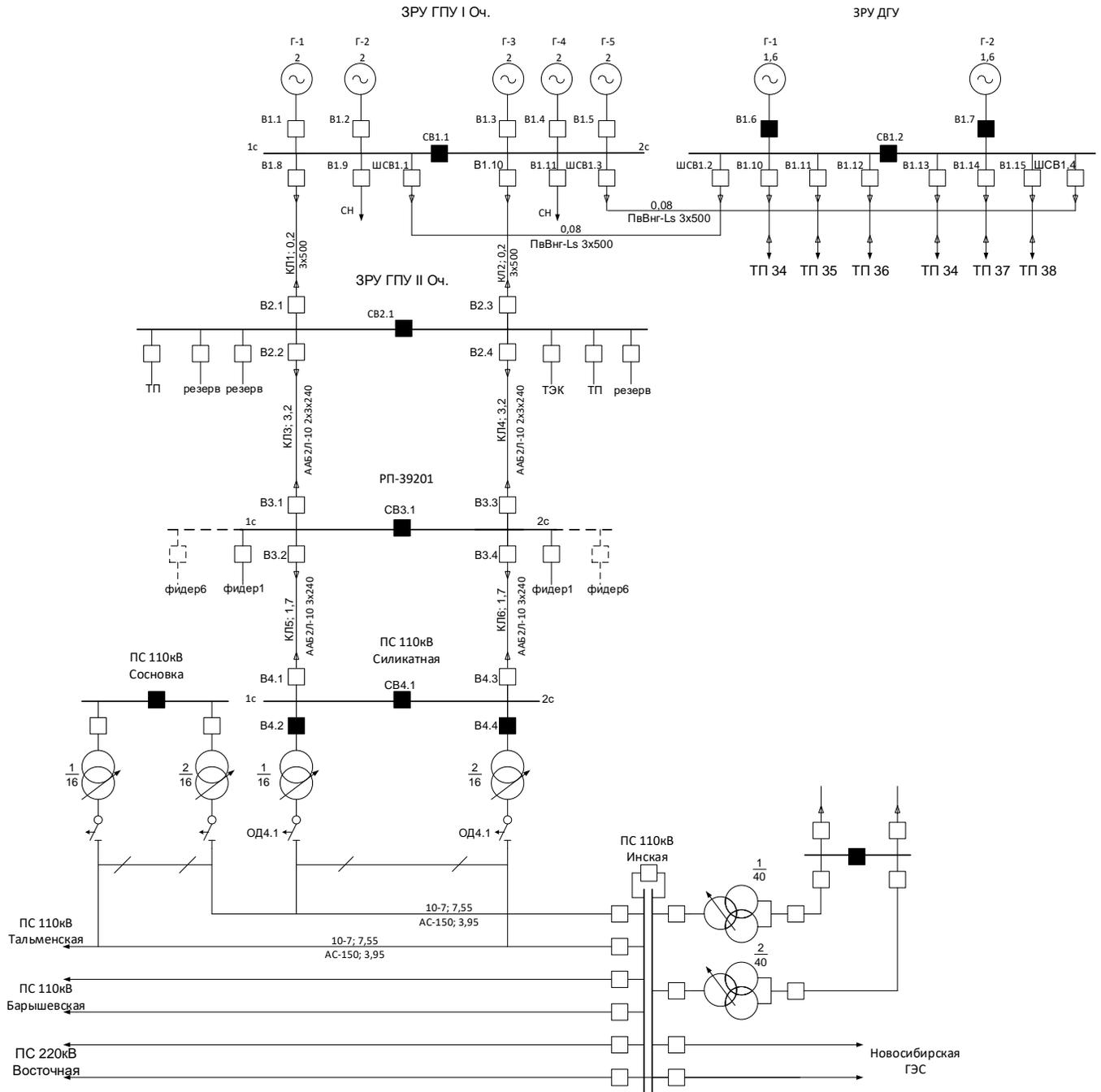


Рисунок 1.8.1 – Схема присоединения ЛСЭ Березовое к ПС Силикатная

Восстановление нормального режима ЛСЭ, то есть режима автономной работы, когда все нагрузки запитаны от шин станции, начинается с запуска резервного источника энергии. Резервными источниками питания являются дизель-генераторы, установленные на станции ЛСЭ. После того как дизель-генераторы запущены, отключаются шиносоединительные выключатели

ШСВ 1.3 и ШСВ 1.1, а также фидерные выключатели В1.10-В1.13, нагрузки ЗРУ ДГУ на время остаются без электроснабжения. Затем на шины ЗРУ ДГУ включаются дизель-генераторы (с синхронизацией между собой) и начинает пофидерно включаться нагрузка. После того как мощности нагрузки будет достаточно для нормальной работы основных источников питания (газопоршневых установок), их запускают. Отключают выключатель В4.4. Включается выключатель ШСВ1.3. На шины ЗРУ ГПУ включаются генераторы (количество которых будет равно количеству генераторов до отключения). Происходит перераспределение мощности между дизель-генераторами и ГПУ, затем продолжается процесс пофидерного включения отключенных потребителей. На этапе, когда дизель-генераторы уже не нужны для страховки от большого наброса нагрузки на генераторы их полностью разгружают и отключают. После того как последний фидер будет запитан от шин станции, процесс восстановления нормального режима завершен.

Восстановление нормального режима в схемах с АВР и без АВР не отличается.

1.9 Анализ существующих технологий (автоматик) восстановления электроснабжения и нормального режима в интеллектуальных сетях (smart grids), как с синхронной, так и с несинхронной малой генерацией

Передовые технологические компании (ABB, Schneider, Siemens, GE) имеют в своем распоряжении готовые технические решения (комплексы автоматики) по интеграции распределенных источников энергии в централизованные ЭС, так называемые DERMS (Distributed Energy Resource Management System) - системы управления распределенными энергоресурсами [29].

DERMS осуществляют координированное и оптимальное управление распределенными генераторами (которое является локальным при небольшом числе генераторов), инверторами (smart inverter), СКРМ, РПН трансформаторов, повышая доход от поставок электроэнергии и мощности во внешнюю электрическую сеть, а также оказывая системные услуги (регулирование напряжения в точке примыкания, разгрузка ЦП и т.д.). Если сравнивать системы DERMS с виртуальными электростанциями (virtual power plants), которые кроме управления выработкой активной мощности еще оказывают системные услуги – управление спросом (demand response), резервирование, то разница между ними в уровнях влияния на ЭС.

На рисунке 1.9.1 представлена структура DERMS-технологии.

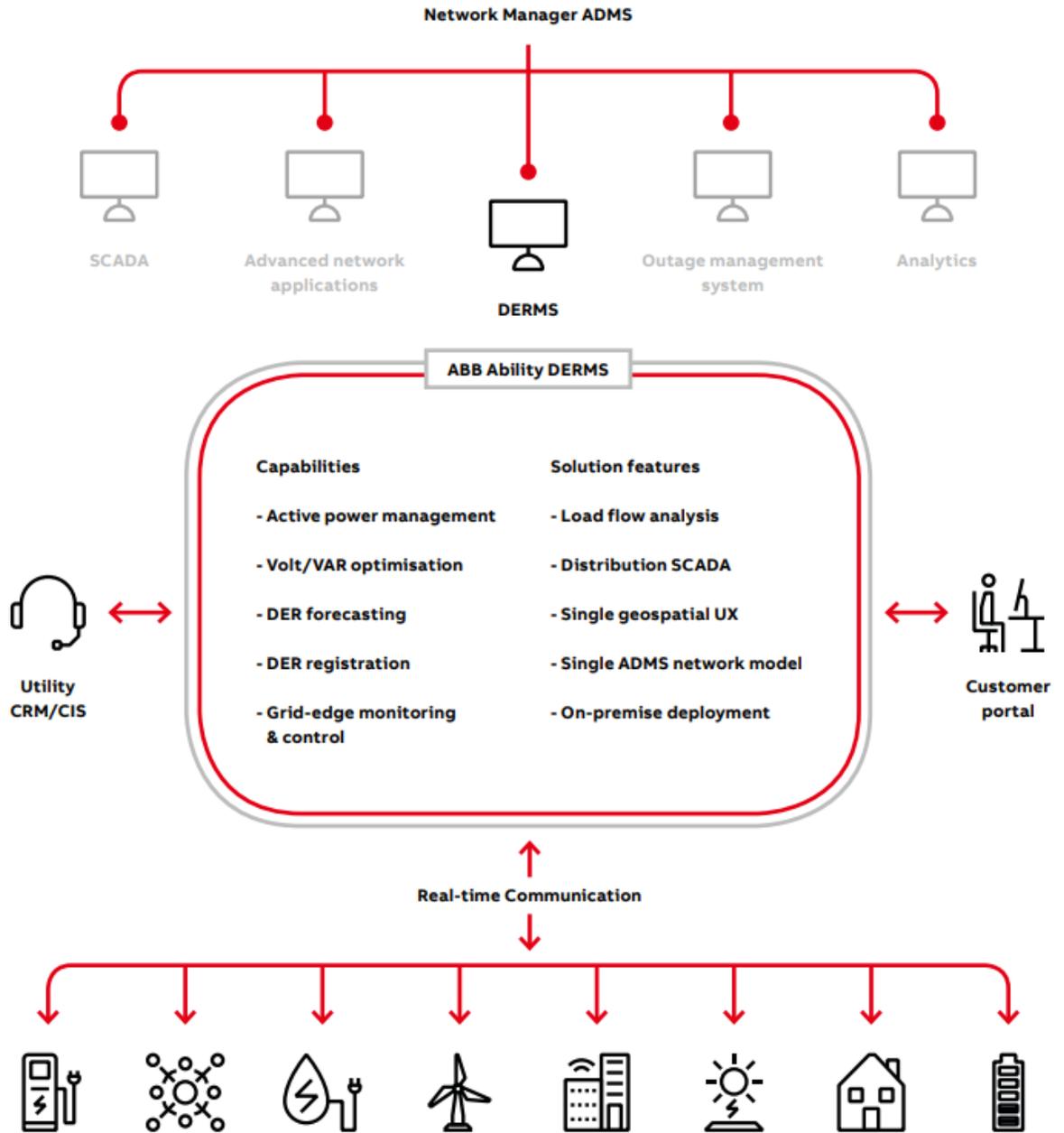


Рисунок 1.9.1 – Архитектура системы управления распределенными источниками энергии

Возможности системы DERMS:

- Определенная рамками каких-либо границ территория;
- Присоединение к центральной сети в одной точке;
- Питание от одной центральной подстанции;

- Способность автоматически переходить на работу в автономном режиме, при подключении к сети обеспечивать синхронизацию, совместимость с системами управления и безопасности;
- Наличие управления потреблением;
- Наличие системы управления потреблением, включая системы управления производством, передачей энергии, загрузкой, аккумулярованием, DR;
- Наличие системы обмена энергией и информацией в реальном времени с двух сторон от точки присоединения.

Все приведенные выше функции выполняет оператор, поэтому системы DERMS относятся к классу *автоматизированных*.

1.10 Анализ новых способов восстановления нормального режима в сетях с малой распределенной генерацией

Восстановление электроснабжения в ЭС это многоцелевая, многошаговая, многопараметрическая и с большим числом ограничений оптимизационная задача.

Целью восстановления электроснабжения является восстановление отключенных во время аварии в электрической сети потребителей, путем изменения топологической структуры электрической сети использования резервов мощности с учетом режимных и эксплуатационных ограничений.

К режимным ограничениям относятся ограничения вида:

- Ограничения на выдаваемую генераторами мощность

$$P_{Gi}^{min} \leq P_{Gi} < P_{Gi}^{max}, i \in k_G \quad (1.10.1)$$

$$Q_{Gi}^{min} \leq Q_{Gi} < Q_{Gi}^{max}, i \in k_G \quad (1.10.2)$$

где k_G количество генераторов входящих в РС

- Балансовые ограничения в узлах сети

$$P_i - U_i \sum_{j=1}^n U_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \quad (1.10.3)$$

$$Q_i - U_i \sum_{j=1}^n U_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \quad (1.10.4)$$

где P_i и Q_i активная и реактивная мощность, поступающая в i -тый узел, g_{ij} и b_{ij} активные и реактивные проводимости между узлами i и j , θ_{ij} фаза напряжения между узлами i и j .

К эксплуатационным сетевым ограничениям относятся ограничения вида:

- Ограничения на уровни напряжения в узлах РС

$$U_i^{min} \leq U_i < U_i^{max}, i \in k_N \quad (1.10.5)$$

где k_N количество узлов в РС

- Ограничения на перетоки в ЛЭП

$$|P_{Li}| \leq P_{Li}^{max}, i \in k_L \quad (1.10.6)$$

где k_L количество ЛЭП в РС, P_{Li} - переток - в линии

Решить задачу восстановления электроснабжения можно с применением различных подходов: экспертные системы, нечеткая логика, мультиагентные системы, эвристический поиск и математическое программирование.

Одним из наиболее современных векторов технического решения задачи восстановления электроснабжения является применение мультиагентных систем (МАС) [30-34]. МАС – системы, состоящие из нескольких распределенных агентов (регуляторов, автоматик), взаимодействующих между собой для достижения общих целей. В [35] предложен алгоритм, согласно которому каждый агент принимает решение о синхронизации своего района по имеющейся информации. В [36] рассматривается мультиагентная реконфигурация электрической сети. Агенты, обладающие информацией о режимных параметрах в прилегающем районе, решают задачу обеспечения живучести энергосистемы, производя сбалансированное разделение системы на ряд подсистем при нарушениях нормального режима с последующим восстановлением целостности системы.

В [37] авторы предлагают для планирования восстановления параллельной работы энергосистемы после блэкаута использовать метод оптимизации дискретного эволюционного программирования в сочетании с эвристической инициализацией и теорией графов.

Эволюционное программирование (ЭП) позволяет решать многомодальные (имеющие несколько локальных экстремумов) оптимизационные задачи большой размерности за счет сочетания элементов детерминированности и стохастичности точно так, как это происходит в живой природе. Принцип работы ЭП представлен на рисунке 1.13, он заключается в простой имитации механизма естественного отбора.

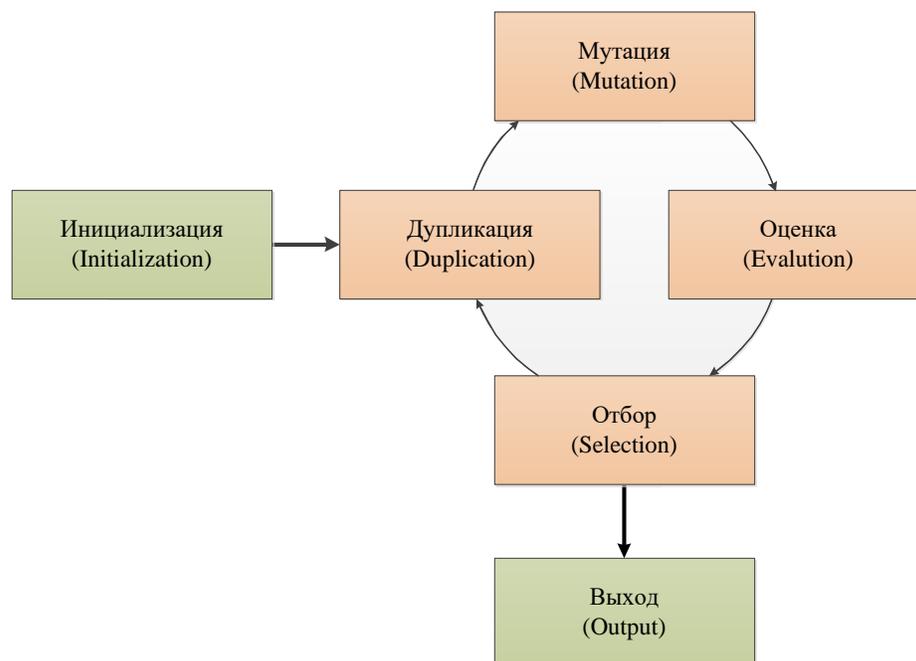


Рисунок 1.8.1 – Стандартный алгоритм ЭП

Шаг «Инициализация» дает старт начального решения. Очень важно выбрать «хорошую» стартовую точку, потому что разные начальные решения приводят к совершенно различным результатам.

На шаге «Дубликация» создаётся множество копий текущего решения.

Шаг «Мутация» вносит случайные корректировки в каждую копию текущего решения. Величина мутации критична, потому что она определяет скорость эволюционного процесса.

На шаге «Оценка» изменяется оценка гена, зависящая от показателей, продемонстрированных сгенерированным существом. Во многих случаях для него требуется этап интенсивной симуляции.

Шаг «Отбор» реплицирует лучшее существо (полученное в результате оценки), которое станет основой следующего поколения.

Шаг «Вывод» - выводится решение, удовлетворяющее критериям оптимальности.

Эволюция — итеративный процесс, на любом этапе её можно остановить, чтобы получить улучшенную (или ту же самую) версию предыдущего поколения.

Дискретное ЭП отличается от непрерывного ЭП только на шаге «Мутация». В непрерывном ЭП мутация выполняется в соответствии с Гауссовой функцией или любой другой математической формулировкой. Мутация, основанная на непрерывном ЭП, может быть непригодна для решения задачи реконфигурации сети. Это связано с дискретностью состояния элементов сети (включен или отключен).

Авторы [37] внесли модификацию в мутацию для сохранения определенного уровня эвристических знаний, которая обеспечивает сходимость оптимизации и гарантирует осуществимое решение задачи восстановления.

Для ускорения процесса восстановления крупной энергосистемы она делится на ряд островов со сбалансированной нагрузкой. Острова формируются по критерию аналогичного времени восстановления, которое необходимо для восстановления энергоснабжения в острове. Авторы учли ряд ограничений при восстановлении: остров должен иметь не менее одного резервного генератора, способного ввести в работу отключенные в следствие блэкаута генераторы, иметь достаточные генерирующие мощности для поддержания постоянной частоты и напряжения, а также линии электрической связи с другими островами, которые снабжены синхронизирующим оборудованием.

Процесс восстановления энергосистемы разбит на четыре основных этапа. Сначала создается топология сети с использованием теории графов, затем определяются первоначальные сечения для синхронизации островов с помощью эвристического метода, потом происходит оптимизация методом дискретного эволюционного программирования для поиска оптимального сечения восстановления, и в конце вычисляется необходимое время для восстановления энергосистемы.

В работе [38] задачу восстановления энергоснабжения в условиях неопределенности положения датчиков (sensors) и исполнительных механизмов (actuator) в пострадавших районах авторы пытаются решить с помощью реконфигурации распределительной сети.

Традиционно реконфигурацию схемы электрической сети применяют для снятия перегрузок элементов сети, сохранения в работе электростанций, целых энергорайонов при системных авариях, а также для обеспечения быстрого восстановления системы. Ограничивающими факторами при выборе схемы реконфигурации являются устойчивость параллельной работы генераторов, нагрузки и допустимость загрузки элементов сети по току, отклонений напряжения в узлах сети от номинального значения.

В настоящее время реконфигурация электрической сети без образования несинхронных частей используется следующим образом:

- В качестве способа управления в автоматике, отключающей перегружаемый элемент, для предотвращения его повреждения.
- При плановых переключениях по изменению структуры сети, для принудительного изменения потокораспределения мощности. Например, для снятия перегрузки одних ВЛ или повышения напряжения в районе, путем перевода части питаемой этими ВЛ нагрузки на электроснабжение от других ЛЭП.

- В качестве управляющего воздействия на отключение ВЛ от автоматики ограничения повышения напряжения, если ВЛ является источником реактивной мощности, приводящей к недопустимому повышению напряжения.
- Плановые односторонние включения ВЛ на холостой ход, для повышения напряжения при отсутствии других средств регулирования.

Таким образом, сложная реконфигурация (с операциями с двумя и более ЛЭП, СШ) в автоматическом режиме не используется, т.е. автоматика, позволяющая полноценно адаптировать структуру электрической сети к текущим режимам отсутствует [39].

Работа [40] посвящена неэффективности централизованного электроснабжения во время природных катастроф (ураганы, наводнения, землетрясения). Авторы, ссылаясь на исследования американского департамента энергетики, выяснили, что перерывы в электроснабжении (длительность, которых более 5 минут) ежегодно обходятся казне США в 26 млрд. долларов. Использование новейших технологий интеллектуальных сетей позволит снизить расходы на восстановление электроснабжения.

Сети микрогрид с собственными источниками питания часто присоединяются к распределительным сетям. Они обладают своей иерархической системой управления (primary, secondary, and tertiary control), могут работать в двух режимах: параллельно с сетью и изолированно. Авторы рассматривают использование сетей микрогрид для ускорения процесса восстановления электроснабжения в распределительных сетях, на примере, распределительной сети Иллинойского Технологического Института (ИТИ). При повреждениях во внешней сети, автоматика (master controller) переводит микрогрид ИТИ в островной режим, восстанавливает частоту и напряжения в острове, а после восстановления нормального режима внешней сети осуществляет синхронизацию острова с внешней электрической сетью.

Недостатком данной автоматики является резкий сброс или наброс нагрузки, из-за которого могут повредиться генераторы, из-за больших динамических моментов, возникающих на валах генераторах.

В работе [41] предложен алгоритм для оптимального места установки PMU (phasor measurement unit) для восстановления электроснабжения потребителей. PMU (phasor measurement unit) - высокоскоростной датчик, измеряющий комплексные величины тока и напряжения. В отличие от традиционных телеизмерений, данные от PMU синхронизированы по времени через спутниковую группировку, точность их выше и поступают они в пункты сбора информации PDC

(Phasor Data Concentrator) тысячами срезов в секунду, тогда как SCADA принимает один срез в несколько секунд.

Размещенные в крупных узлах энергосистемы, PMU вместе со SCADA-системой образуют - Wide Area Measurement System (WAMS). WAMS - это инфраструктура в сетевом процессе управления, сконструированная под развитие и интеграцию информации, основанной на измерениях. WAMS наращивает возможности SCADA-системы: она включает в себя сбор информации, её обработку и оперативную поддержку, и специально разработана для обновления отображения энергосистемы с целью её безопасности и надёжности. Стандартные методы размещения PMU учитывают только нормальные режимы, а при разделении системы на ряд островов уже не гарантируют полную наблюдаемость режимных параметров.

Процесс восстановления - это пошаговый процесс, на каждом шаге которого изменяется топология электрической сети, а значит и наблюдаемость, обеспечиваемая PMU. Авторы [41] использовали для оптимального размещения PMU минимизацию количества PMU для гарантированной наблюдаемости системы. Недостатком предложенного алгоритма является то, что он не обладает гибкостью, то есть для каждой новой схемы необходимо вносить в него корректировки.

В [42] рассматривается поэлементное восстановление электроснабжения после блэкаута (blackout). Все элементы энергосистемы авторы разделили на два типа: элементы слоя электростанций и элементы слоя сетевой инфраструктуры. Анализируя взаимодействие между элементами слоев и долю их влияния на процесс восстановления, авторы предложили использовать алгоритм NNIA (Nondominated Neighbor Immune Algorithm) для многокритериальной оптимизации процесса восстановления. Алгоритм NNIA (авторы Jiao L., Gong M., Du H., Bo L.; предложен в 2008) [43] является модификацией алгоритма IDCMA. Алгоритм IDCMA (авторы Jiao L., Gong M., Shang R., Du H., Lu B.; предложен в 2005 году) [44] использует в своей реализации принципы элитизма решений и вводит понятие «родства антител» (решений), которое применяется как мера, определяющая, насколько рассматриваемое решение сходно с решениями-соседями. Одно из принципиальных отличий алгоритма NNIA от алгоритма IDCMA – использование расстояния скупенности в процессе отбора решений.

Авторы [45] разделили непрерывный поэлементный процесс восстановления на серию последовательных временных шагов, на каждом шаге которого должны достигаться два условия оптимизации (минимум не запитанной нагрузки, минимум не включенных линий). Затем с помощью проекционного алгоритма (позволяет найти решения задачи линейного программирования при

наличии интервальных ограничений на все переменные) определяется наилучшая схема восстановления для каждого временного шага. В итоге, после окончания временных шагов получается оптимальная схема восстановления электроснабжения.

В [46] предложена стратегия зонального восстановления параллельной работы системы после блэкаута. Отключенная во время блэкаута часть ЭС разбивается на несколько локальных зон для ускорения процесса восстановления параллельной работы. Для обеспечения надежности восстановления, каждая подсистема должна обладать достаточной мощностью генерации и удовлетворять ряду режимных ограничений для запуска процесса восстановления.

Разработанная авторами стратегия состоит из трех шагов: инициализация – обесточенная область энергосистемы, представляется неориентированным графом сети. Определяются узлы с резервными генераторами (black-start generators), затем формируются «вращающиеся» группы (cranking groups). Каждая из «вращающихся» групп должна включать в себя резервный генератор, который обеспечит питание генератора, который был отключен во время аварии. Время восстановления зависит от скорости выполнения пуска отключенного генератора. Для завершения инициализации необходимо определить набор ребер, которые войдут в сечения для деления системы на подсистемы.

Вторым шагом является – первоначальное деление на подсистемы, которые должны удовлетворять следующим требованиям: наличие не менее одного резервного генератора (для обеспечения независимого восстановления подсистемы), связанного с «вращающейся» группой, каждая подсистема должна поддерживать стабильный уровень напряжения и частоты, а линии электрической связи с другими подсистемами должны обладать оборудованием для синхронизации.

Третий финальный шаг – агломеративная кластеризация (Agglomerative clustering). Иерархические агломеративные алгоритмы кластеризации характеризуются последовательным объединением исходных элементов и соответствующим уменьшением числа кластеров. В начале работы алгоритма все объекты являются отдельными кластерами. На первом шаге наиболее похожие объекты объединяются в кластер. На последующих шагах объединение продолжается до тех пор, пока все объекты не будут составлять один кластер.

В традиционных западных ЭС существует две стратегии восстановления: восстановление сверху и восстановление снизу. Первая подразумевает восстановление работы магистральных сетей (после блэкаута в ЭС), которые потом используются для восстановления электроснабжения в распределительных сетях. Вторая стратегия использует генераторы со способностью «черного»

пуска (black start) для восстановления электроснабжения наиболее ответственных потребителей с последующей синхронизацией их между собой.

В сетях минирид так же существует две стратегии восстановления: поэтапное восстановление (serial restoration) и параллельное восстановление (parallel restoration). Поэтапное восстановление осуществляется при блэкауте в энергосистеме, тогда выбирается один из генераторов минирида, обладающий характеристикой «черного» пуска в погашенной зоне, и первым восстанавливается, чтобы обеспечить стабильную частоту и напряжение для восстановления других генераторов минирида. Эта стратегия дает приоритет для восстановления системообразующих линий (так как произойдет частичное восстановление потребителей). Стратегия параллельного восстановления так же происходит при блэкауте в ЭС. Генераторы минирида с характеристиками «черного» пуска в зоне отключения синхронизируются между собой, а генераторы без способности к «черного» пуска восстанавливаются позже. Системообразующие сети восстанавливаются посредством синхронизации с восстанавливаемой зоной.

На западе «черным» пуском системы минирида (black start of microgrid) является технология, позволяющая при полном обесточивании сети минирид, при условии, что в процессе восстановления не задействована централизованная электрическая сеть или смежная сеть минирид, в первую очередь запускать маневренный резервный генератор (black start generator) на станции с малой генерацией, который постепенно запустит остальные генераторы, которые не наделены способностью к «черному» пуску и, в итоге, произойдет восстановление электроснабжения в сети микрогрид. «Черный» пуск системы минирид включает в себя три шага: восстановление питания, восстановления сети и восстановление нагрузки.

В статье [46] приведены исследования «черного» пуска системы минирид в автономном режиме, который позволяет ускорить процесс восстановления электроснабжения минирида, тем самым снизив экономические потери от перерыва электроснабжения. Авторы разработали модель оценивания характеристики маневренных резервных генераторов, которая используют метод коэффициентов. После выбора генераторов с наилучшими характеристиками «черного» пуска, начинается процесс восстановления сети минирид.

В [47] рассматривают взаимосвязь между восстановлением энергосистемы и восстановлением телекоммуникационной системы. В настоящее время происходит активное внедрение передовых телекоммуникационных технологий в энергосистемы для обеспечения высокой степени наблюдаемости состояния ЭС. Таким образом, происходит слияние двух систем

(энергетической и телекоммуникационной) и взаимосвязи между этими системами необходимо учитывать при эксплуатации и планировании режимов.

Отдельное восстановление двух этих систем сопровождается увеличением времени восстановления, перерасходом ресурсов (материальных и интеллектуальных) и иногда может приводить к срыву восстановления нормального режима.

Авторы [47] решали задачу восстановления комплексной системы (ЭС интегрирована с системой связи) методом смешанного целочисленного линейного программирования (MILP).

В целом ряде случаев в задаче линейного программирования присутствует дополнительное условие о том, что все или некоторые переменные должны быть целочисленными. Эти условия возникают тогда, когда дробные значения переменных противоречат их физическому смыслу (положение выключателей). С точки зрения математики, это условие приводит к принципиально новому классу моделей — целочисленному программированию. Принципиальная особенность таких задач заключается в том, что X принадлежит дискретному множеству, а это усложняет использование теории линейного программирования.

Выводы по главе 1

Восстановление электроснабжения в распределительных сетях (РС) это многоцелевая, многошаговая, многоуровневая, многопараметрическая задача. При ее решении необходимо учитывать режимные и временные ограничения, комбинаторный характер состояний сетевых элементов (выключателей, ЛЭП, трансформаторов), достоверность и актуальность измерительной информации, квалификацию обслуживающего персонала.

Решению задачи восстановления электроснабжения в РС посвящены десятки работ, как зарубежных, так и отечественных ученых. Первоначально задача восстановления электроснабжения решалась с помощью методов теории графов и использования экспертных систем. С развитием искусственного интеллекта стало возможно применение генетических алгоритмов, искусственных нейронных сетей и нечеткой логики.

Широкое внедрение источников МГ в РС значительно повышает возможности восстановления электроснабжения, но вносит существенное усложнение в сам процесс.

Использование традиционных технологий диспетчерского контроля и управления режимами при внедрении ЛСЭ в РС существенно повышает издержки на управление такими объектами, что увеличивает сроки окупаемости. Так же существующие технологии не способны обеспечить безопасное подключение ЛСЭ в РС, в плане возможности plug and play, то есть беспрепятственного

доступа в сеть. Для этого потребуется провести перенастройку устройств релейной защиты и автоматики, а в некоторых сетях потребуется реконструкция сетевой инфраструктуры, прилегающей к ЛСЭ. Преодоление вышеуказанных трудностей требует нового подхода к управлению режимами ЛСЭ без участия системного оператора. ЛСЭ это самобалансирующиеся энергоячейки, одной из наиболее существенных особенностей которых является возможность автономной работы. Следовательно, чтобы исключить негативные эффекты [28] от параллельной работы ЛСЭ и ЭС необходимо реализовать автоматическое противоаварийное управление с делением и восстановлением сети, где автоматика будет восстанавливать НР параллельной работы или НР автономной работы.

Следует отметить, что большинство работ в области восстановления функционирования ЭС сфокусировано только на восстановлении электроснабжения, на быстром поиске пути (удовлетворяющего необходимым критериям) для повторного включения отключенных потребителей, и не рассматривают восстановление нормального режима в полном смысле этого слова, также в настоящее время деление и восстановление электрической сети недостаточно изучены с точки зрения их совместного применения, как неразрывного последовательного процесса управления режимом, обеспечивающего живучесть ЭЭС.

Разработка комплексной автоматики управления режимом ЛСЭ позволит решить сложившуюся ситуацию с недоиспользованием огромного потенциал распределенных малых источников энергии. Одной из частей такой автоматики будет подсистема восстановления НР, которая будет осуществлять управление процессом «собираения» системы, путем изменения ее топологии и режимов работы генераторов.

ГЛАВА 2 ВОССТАНОВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА КАК ЗАДАЧА ДИНАМИЧЕСКОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

2.1 Задача восстановления нормального режима, как задача поиска кратчайшего маршрута

Задачу восстановления НР можно представить математической моделью на графе. Граф будет являться взвешенным и ориентированным, его узлы — это различные режимные состояния, а ребра переходы между этими состояниями, причем у каждого перехода есть своя “стоимость”. Для поиска оптимальной траектории потребуется решить задачу поиска кратчайшего пути (в варианте задачи о дилижансах). Для решения данного типа задачи существуют следующие алгоритмы:

- алгоритм Дейкстры;
- алгоритм Беллмана-Форда;
- алгоритмы поиска A^* ;
- алгоритм Флойда-Уоршелла;
- алгоритм Джонсона;
- алгоритм Ли;
- принцип оптимальности Беллмана.

Алгоритм Дейкстры

Алгоритм Дейкстры, относится к жадным алгоритмам [48-50]. Алгоритм находит оптимальный маршрут и его длину между одной конкретной вершиной и всеми остальными вершинами, и его асимптотическая сложность равна $O(n \log n)$. Данный алгоритм не работает для графов, у которых имеются отрицательные веса.

Для примера работы алгоритма используем ориентированный взвешенный граф, представленный на рисунке 2.3.1. Граф может представлять состояния ЛСЭ (А, В, С и т. д.) и переходы между ними. Весами ребер графа будет время, необходимое для осуществления перехода из одного состояния в другое.

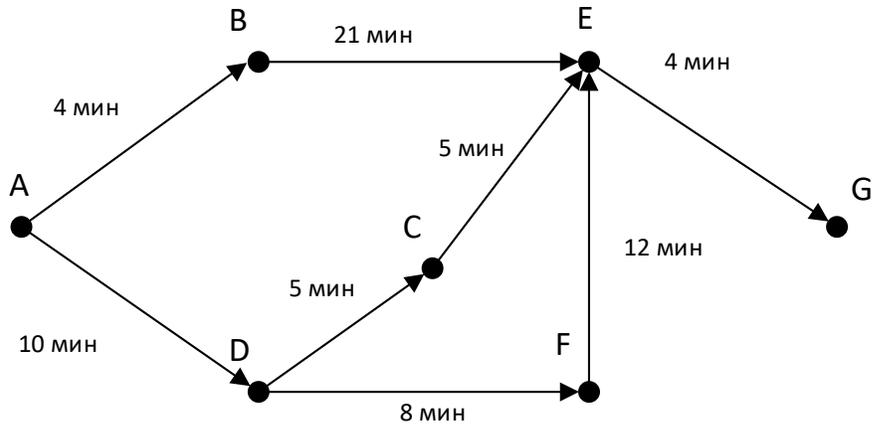


Рисунок 2.3.1 – Граф состояний ЛСЭ

Алгоритм Дейкстры состоит из 4 шагов:

1. Найти узел с наименьшей стоимостью (временем перехода);
2. Обновить стоимости соседей этого узла;
3. Повторять, пока это не будет сделано для всех узлов графа;
4. Вычислить итоговый путь.

На самом первом шаге известны только стоимости у двух узлов: узел A-0, узел G-∞. Выбираем узел с наименьшей стоимостью — это узел A. Узел A связан с узлами B и D, переход из узла A в B займет 4 минуты, переход из A в D займет 10 минут. Из узла закончились возможные переходы, и мы его удаляем из дальнейшего рассмотрения. Теперь узел с минимальным временем становится узел B, от него можно попасть только в узел E. Обновляем стоимость узла E – 25 минут. Вычеркиваем узел B. Повторяем поиск узла с минимальной стоимостью до тех пор, пока не закончатся узлы.

На рисунке 2.3.2 показан граф состояний ЛСЭ со стоимостью всех узлов и с оптимальной траекторией.

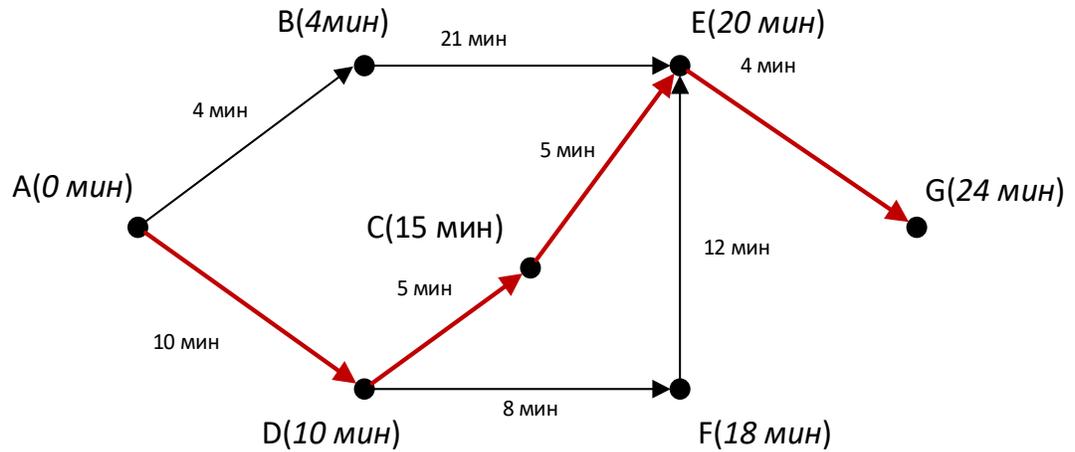


Рисунок 2.3.2 – Оптимальная траектория перехода из состояния А в состояние G, найденная с помощью алгоритма Дейкстры

Алгоритм Беллмана-Форда

Алгоритм Беллмана-Форда работает и для графов с отрицательными весами, его реализовать проще, чем алгоритм Дейкстры [51].

Асимптотическая сложность алгоритма Беллмана-Форда равна $O(n^2)$.

Данный алгоритм состоит из 3 шагов:

1. Инициализация матрицы минимальных расстояний (матрица d) от начальной вершины до всех остальных. Они будут равны бесконечности, а расстояние до начальной вершины равно 0.
2. Вычислить самые короткие расстояния. Данный шаг будет повторяться $n-1$ раз, где n – количество узлов. На каждой итерации будут все рёбра графа, и алгоритм пытается произвести релаксацию вдоль каждого ребра (a, b) стоимости c . Релаксация вдоль ребра — это попытка улучшить значение $d[a]$ значением $d[b]+c$.
3. Определение цикла отрицательного веса. Для каждого ребра (a, b) , нужно проверить следующие условие: если $d[a] > d[b] + c$, то в графе присутствует цикл отрицательного веса.

Представим работу алгоритма для графа, представленного на рисунке 2. Сначала составим матрицу минимальных расстояний, а затем заполним ее по алгоритму Беллмана-Форда.

Таблица 2.3.1 – Поиск оптимального пути алгоритмом Беллмана-Форда

Итерация	A	B	C	D	E	F	G
0	0	∞	∞	∞	∞	∞	∞
1	0	4	∞	∞	∞	∞	∞
	0	4	∞	10	∞	∞	∞
2	0	4	∞	10	25	∞	∞
3	0	4	15	10	25	∞	∞
	0	4	15	10	25	18	∞
4	0	4	15	10	25	18	∞
5	0	4	15	10	20	18	∞
6	0	4	15	10	20	18	24

Для поиска оптимальной траектории для графа на рисунке 2.3.1 потребовалось 9 операций.

Алгоритмы поиска A*

Алгоритм A* — один из самых популярных методов решения задач на поиск кратчайшего маршрута. Его относят к информированным алгоритмам поиска, так как для решения задач используются данные о стоимости пути и принципы эвристики [52,53].

Алгоритм A* обладает двумя ключевыми характеристиками алгоритмов такого рода: **оптимальность** и **полнота**, что означает - если есть решения, то алгоритм точно его найдет (полнота) и это решение будет наилучшим (оптимальным). Алгоритм A* это модификация алгоритма Дейкстры, оптимизированный для единственной конечной точки. Если алгоритм Дейкстры может находить пути ко всем точкам, A* находит путь к одной точке. Он отдаёт приоритет путям, которые ближе к цели.

Алгоритм A* сначала проверяет те вершины, которые вероятно ближе к цели. Каждой вершине присваивается следующая функция:

$$f(x) = g(x) + h(x) \quad (2.3.1)$$

где $g(x)$ - стоимость пути от начальной вершины до любой другой, $h(x)$ – эвристическое приближение стоимости пути от узла x до конечного узла. Каждый раз при обращении к узлу подсчитывается его стоимость $f(x)$ (за x принимается соседний узел). Таким образом, алгоритм проверяет все соседние узлы и выявляет тот, у которого данный показатель минимален.

Поведение алгоритма сильно зависит от того, какой эвристики отдано предпочтение в данном случае. В свою очередь выбор эвристики зависит от типа решаемой задачи. При решении задачи перемещения по поверхности, покрытой сеткой, используют манхэттенское расстояние, евклидово расстояние или расстояние Чебышева.

Основным недостатком алгоритма A^* является потребность в памяти для хранения всех известных и исследованных вершин. Некоторые алгоритмы пытаются избежать потребности в больших объемах памяти. Среди них:

- IDA* (A^* с итеративным углублением), вариант итеративного поиска в глубину;
- RBFS (рекурсивный поиск по лучшим совпадениям, англ. Recursive Best-First Search), требует линейное количество памяти в зависимости от длины решения
- MA* (A^* с ограничением памяти), SMA* (Simplified MA*), используют только заранее выделенный объем памяти.

Алгоритм Флойда-Уоршелла

Наиболее часто используемое название метод получил в честь двух американских исследователей Роберта Флойда и Стивена Уоршелла, одновременно предложивших его в 1962 году. Алгоритм Флойда – Уоршелла – динамический алгоритм вычисления значений кратчайших путей для каждой из вершин графа [54,55]. Метод работает на взвешенных графах с положительными и отрицательными весами ребер, но без отрицательных циклов, являясь, таким образом, более общим в сравнении с алгоритмом Дейкстры. Асимптотическая сложность этого алгоритма $O(n^3)$.

Основная идея алгоритма в том что нужно найти число a_{ijk} – кратчайшее расстояние между вершинами i и j с промежуточными вершинами от 1 до k . Например, запись a_{ij0} означает, что путь из i в j равен либо весу этого ребра, либо бесконечности (ребра не связаны между собой). Составление таблицы a_{ij0} (матрица смежности) будет первым шагом алгоритма Флойда – Уоршелла. Ее размер будет $n * n$, где n – количество вершин в графе.

Вторым шагом будет составление таблицы a_{ij1} , и таких шагов будет n .

Поиск кратчайших путей для каждой таблицы a_{ijk} будет определяться следующей формулой:

$$a_{ijk} = \min(a_{ij(k-1)}, a_{ik(k-1)} + a_{kj(k-1)}) \quad (2.3.2)$$

Таким образом, мы выбираем минимальный путь из двух путей, который проходит через вершину k и который не проходит через вершину k .

Алгоритм Джонсона

Алгоритм Джонсона находит кратчайшие пути между всеми парами вершин во взвешенном ориентированном графе с любыми весами ребер, но не имеющем отрицательных циклов [56, 57]. Алгоритм Джонсона позволяет найти пути между всеми парами вершин за время $O(V^2 \log V + VE)$. Данный алгоритм использует алгоритм Беллмана-Форда для предварительной обработки графа,

заменяя веса рёбер на неотрицательные. Далее к получившемуся графу многократно применяется алгоритм Дейкстры.

Алгоритм:

1. Строится дополнительная вершина s , которая соединяется со всеми другими вершинами ребрами нулевого веса.

2. Применяем алгоритм Беллмана-Форда, чтобы определить расстояния от новой вершины до остальных

3. Изменяем веса ребер, используя значения кратчайших путей, полученные на шаге 2. Используем формулу

$$D(u, v) = D(u, v) + h(u) - h(v) \quad (2.3.3)$$

где $D(u, v)$ вес ребра uv , $h(u)$ – расстояние, вычисленное по Беллману-Форду от вершины s до вершины u , $h(v)$ – расстояние, вычисленное по Беллману-Форду от вершины s до вершины v . Все ребра теперь неотрицательные.

4. Удаляем дополнительную вершину.

5. Применяем алгоритм Дейкстры.

Алгоритм Джонсона не годится для поиска оптимального пути восстановления НР ЛСЭ, так как веса ребер всегда неотрицательные.

Алгоритм Ли (волновой алгоритм)

Алгоритм Ли принадлежит к алгоритмам, основанным на методах поиска в ширину [58]. Он чаще всего применяется при компьютерной трассировке (разводке) печатных плат и в области разработки стратегических игр, для поиска кратчайшего расстояния.

Суть данного алгоритма очень проста. Имеется исходная точка. Расстояние до нее равно 0, все смежные с ней вершины уже имеют расстояние 1 и т.д.. Присваивание расстояний между вершинами идет подобно волнам от брошенного в водоем камня.

Данный алгоритм не подойдет для использования в качестве алгоритма поиска оптимального пути для графа состояний ЛСЭ.

2.2 Применения принципа оптимальности Беллмана к задачам с маршрутами

Принцип оптимальности Беллмана был сформулирован в 1953 году: управление на каждом шаге надо выбирать так, чтобы оптимальной была сумма выигрышей на всех оставшихся до конца процесса шагах, включая выигрыш на данном шаге [59].

Данный принцип лежит в основе метода динамического программирования. Динамическое программирование – метод оптимизации многошаговых процессов, критерии эффективности которых обладают свойствами аддитивности. Суть данного метода заключается в следующем [60,61]:

- задача разбивается на подзадачи;
- каждая подзадача решается единожды, оптимальные значения решений всех подзадач кэшируются (запоминаются);
- для исходной задачи строится возвратное соотношение, связывающее между собой оптимальные решения подзадач.

Важно, что среди всех шагов есть один, который можно планировать без учета его последствий. Это - последний шаг, который может быть выбран так, чтобы он принес наибольшую выгоду.

В связи с этим, процесс ДП обычно проводится в направлении от конца к началу, т.е. планируется сначала последний шаг n . При этом делаются различные предположения о том, чем кончился предпоследний $n-1$ -й шаг, и для каждого из этих предположений находится условное оптимальное управление на n -м шаге («условное» означает, что управление выбирается исходя из условия, что предпоследний шаг закончился каким-то конкретным образом). После этого процесс продолжается.

На предпоследнем $n-1$ -м шаге оптимизация управления проводится с учетом всех возможных предположений об окончании $n-2$ -го шага и т.д. вплоть до первого шага. После определения условно оптимальных управлений на всех шагах определяется оптимальное управление для всего процесса.

Алгоритм использования метода ДП:

1. Выбираются параметры состояния управляемой системы;
2. Процесс разбивается на этапы;
3. Определяется набор шаговых управлений u_i ;
4. Определяется, какой выигрыш приносит на i -м шаге управление, если перед этим система была в состоянии $i-1$ (S_{i-1}), т.е. записывается “функция выигрыша”:

$$w_i = f(S_{i-1}, u_i) \quad (2.4.1)$$

5. Определяется, как изменяется состояние системы под влиянием управления u_i на i -м шаге

$$S_i = \phi(S_{i-1}, u_i) \quad (2.4.2)$$

6. Записывается основное рекуррентное соотношение ДП (уравнение Беллмана), выражающее условный оптимальный выигрыш w_i (начиная i -го шага и до конца) через уже известную функцию

$$W_i(S_{i-1}) = \max\{f_i(S_{i-1}, u_i) + W_{i+1}(\phi(S_{i-1}, u_i))\} \quad (2.4.3)$$

Этому выигрышу соответствует условное оптимальное управление на i -м шаге.

7. Производится условная оптимизация последнего (n -го шага) по формуле

$$W_n(S_{n-1}) = \max\{f_n(S_{n-1}, u_n)\} \quad (2.4.4)$$

и определяется соответствующее условное оптимальное управление.

8. Производится условная оптимизация ($n-1$)-го, ($n-2$)-го, и т.д. шагов по формуле (2.4.4), полагая в ней $i=n-1, i=n-2$ и т.д. и для каждого из шагов определяется условное оптимальное управление;

9. Производится безусловная оптимизация путем перемещения в прямом направлении – от первого шага к последнему

Для примера на рисунке 2.4.1 представлен граф состояний, в которых может пребывать ЛСЭ, веса ребер равны количеству операций с выключателями.

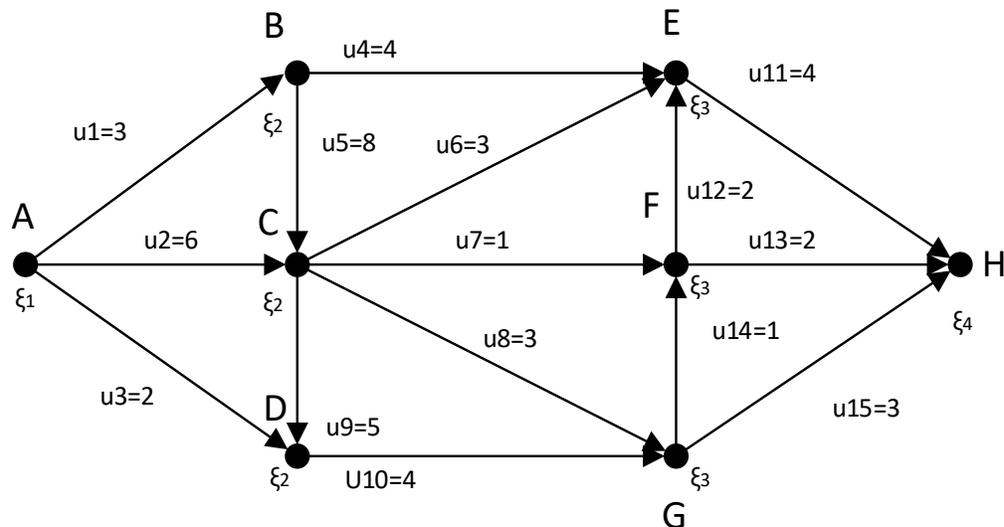


Рисунок 2.4.1 – Граф изменений состояний ЛСЭ

Предположим, что надо попасть из состояния А в состояния Н. В данном случае возможных траекторий насчитывается 22, каждой траектории отвечает определенное количество операций на каждом участке (управление для осуществления перехода).

Для выбора оптимальной траектории, необходимо руководствоваться принципом оптимальности Беллмана. Для данного принципа справедлива формула:

$$S_k^*(\xi_{k-1}) = \max\{f_k(\xi_{k-1}, u_k) + S_{k+1}^*(\xi_k)\} \quad (2.4.5)$$

где $S_k^*(\xi_{k-1})$ – условный максимальный доход на шаге $k - 1$, ξ_k – состояние, в которое переходит система из состояния ξ_{k-1} , под действием управления u_k .

На первом этапе идем от конца к началу, отыскивая оптимальное управление по формуле 2.2.1. На втором этапе движение будет происходить от начала к концу и будет строиться оптимальная траектория.

Двигаясь последовательно от конца к началу, будем возле обозначения узла записывать цифры в кружки – минимальное количество действий с выключателями на оставшейся части траектории до конца.

На рисунке 2.4.2 показана найденная методом динамического программирования оптимальная траектория восстановления НР по критерию минимального количества операций с выключателями.

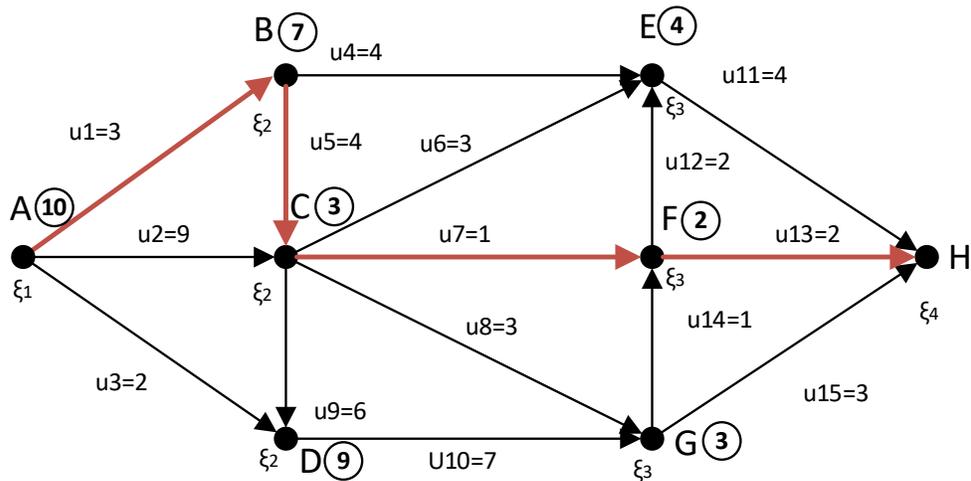


Рисунок 2.4.2 – Оптимальная траектория перехода из состояния А в состояние Н.

Таким образом, оптимальный маршрут восстановления НР: цепочка переходов $A \rightarrow C \rightarrow F \rightarrow H$ (на рисунке 2.4.2 он показан жирными красными стрелками). При этом минимальное количество операций с выключателями равно 10.

2.3 Критерии принятия решения при смене состояний и восстановлении нормального режима локальной системы энергоснабжения

Все критерии принятия решений по оптимальной траектории восстановления НР можно разделить на две группы: выгодные для собственников ЛСЭ, выгодные для потребителей.

Критерий минимума действий с выключателями снижает издержки на эксплуатацию оборудования, а также повышает надежность переходов, так как для перехода требуется минимально возможное количество взаимодействий с оборудованием. Этот критерий относится к первой группе критериев. Другим критерием выгодным для собственников является критерий минимального количества операций синхронизации:

$$\min f(N_{\text{синхр}}) \quad (2.3.1)$$

Время, когда произойдет точная синхронизация — это величина случайная, обусловлена многими факторами. Синхронизация может произойти, как быстро, так и затянуться во времени, плюс всегда существует малая вероятность, что синхронизация может быть с ошибкой и произойдет несинхронное включение двух источников энергии. Поэтому важно найти траекторию для восстановления НР, движение по которой будет происходить с небольшим количеством операций синхронизации.

Минимизация ущербных состояний (с выходом режимных параметров за границу длительно-допустимых значений) также относится к группе критериев выгодным для собственников ЛСЭ

$$\min f(N_{\text{ущерб}}) \quad (2.3.2)$$

Критерием может быть максимум надежности ЛСЭ при переходе

$$\max f(H) \quad (2.3.3)$$

Выгодными для потребителей критериями являются минимум времени восстановления и минимум ограничений электропотребления.

$$\min f(T_{\text{вост}}) \quad (2.3.4)$$

$$\min f(P_{\text{огр}}) \quad (2.3.5)$$

Данными критериями следует пользоваться, если к ЛСЭ будут подключены ответственные потребители (больницы, полицейские участки и т.д.), для которых важна скорость и объемы восстановления.

В общем случае задачу восстановления НР в ЛСЭ следует рассматривать как многокритериальную, где решение в равной степени выгодно, как потребителям услуг, так и собственникам ЛСЭ (например, режимы и восстановление должны быть надежными для потребителей и экономически выгодным для собственников).

2.4 Смена состояний как задача многокритериальной оптимизации

Одним из важнейших отличий многокритериальных задач от однокритериальных является принципиально другая структура получаемого решения. Вместо единственной оптимальной точки (решения), речь идет о поиске целого множества разных решений-альтернатив, известных как Парето-оптимальные точки (решения) [62-65].

В однокритериальном случае, любые две точки x_1 и x_2 из допустимого множества Q всегда сравнимы: либо $f(x_1) \leq f(x_2)$, либо $f(x_1) > f(x_2)$. Таким образом, целевая функция определяет отношение полного порядка на допустимом множестве. Однако, когда целевых функций становится несколько, то возникает и третий вариант – x_1 и x_2 несравнимы, и множество Q становится частично упорядоченным. Рассмотрим это более формально.

Определение. Для любых двух векторов в пространстве целевых функций u и v :

$$u = v \iff \forall i \in \{1, 2, \dots, K\} u_i = v_i$$

$$u \leq v \iff \forall i \in \{1, 2, \dots, K\} u_i \leq v_i$$

$$u < v \iff \forall i \in \{1, 2, \dots, K\} u_i \leq v_i, \exists k \in \{1, 2, \dots, K\} : u_k < v_k$$

Отношения для больше или равно и больше определяются аналогично.

Проиллюстрируем это примером, см. рисунок 2.6.1. В соответствии с приведенным определением, выполняются следующие неравенства: $A > B$, $A < C$, $A \leq D$. Точки E и F не попадают ни под одно правило, и, таким образом, несравнимы с точкой A .

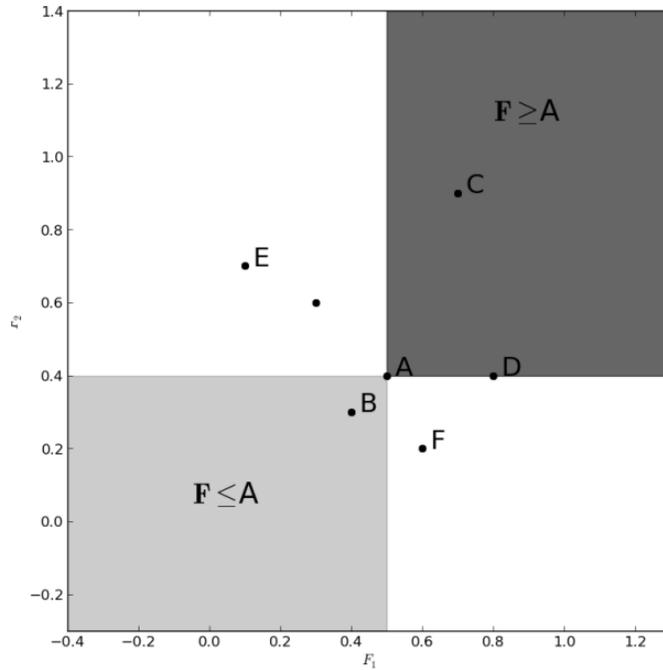


Рисунок 2.6.1 – Сравнение векторов

В пространстве входных переменных для любых двух точек x_1 и x_2 возможны три разных случая (сравните с двумя в однокритериальной задаче): $f(x_1) \leq f(x_2)$, $f(x_1) > f(x_2)$ и $f(x_1) \leq f(x_2) \cap f(x_1) \geq f(x_2)$.

Определение (Парето доминирование). Для любых векторов входных переменных x_1 и x_2 :

$x_1 < x_2$ (x_1 доминирует x_2) $\Leftrightarrow f(x_1) < f(x_2)$

$x_1 \leq x_2$ (x_1 слабо доминирует x_2) $\Leftrightarrow f(x_1) \leq f(x_2)$

$x_1 \sim x_2$ (x_1 безразлично x_2) $\Leftrightarrow f(x_1) \cap f(x_2) \cap f(x_1) \cap f(x_2)$

Определение (Парето множество). Множество всех допустимых векторов $x \in Q$, для которых выполнено: $x_0 \in Q : x_0 < x$; называют Парето множеством или Парето-оптимальное множеством, а множество соответствующих им значений $f(x)$ составляют Парето фронт.

Решением многокритериальной оптимизационной задачи является либо единственная Парето-оптимальную точку, либо приближение Парето множества конечным числом точек. Первую постановку принято называть локальной многокритериальной задачей, вторую – глобальной.

За последние полвека разработано огромное количество алгоритмов для решения многокритериальных задач:

- Метод последовательных уступок решения многокритериальных задач. Применяется в случае, когда частные критерии могут быть упорядочены в порядке убывающей важности

- Метод главного критерия сводит задачу многокритериальной оптимизации к однокритериальной оптимизации. Для этого выбирается один из рассматриваемых критериев в качестве главного критерия, а остальные преобразовываются в ограничения.
- Скаляризация. Под скаляризацией в контексте многокритериальной оптимизации понимают широкий класс алгоритмов, позволяющих для любой многокритериальной задачи построить такую однокритериальную, чтобы ее глобальный оптимум являлся Парето-оптимальным решением для исходной задачи.
- Генетические алгоритмы – широкий класс методов оптимизации, симулирующих процесс естественной эволюции. Все эти методы оперируют набором решений-кандидатов. Упрощенно, это набор итеративно модифицируется с помощью двух основных принципов эволюции – отбор и вариация. Для живых организмов отбор обозначает конкуренцию за ресурсы. Более приспособленные организмы имеют большую вероятность выжить и оставить потомство. В эволюционных алгоритмах естественный отбор эмулируется стохастическим процессом выбора наилучших решений. Каждое решение получает шанс на «воспроизведение» в зависимости от своего качества. Как правило, качество оценивается скалярной функцией приспособленности, выбор которой является одним из ключевых элементов любого генетического алгоритма. Второй принцип, вариация реализуется имитацией таких биологических процессов как мутации.

В контексте задачи восстановления НР ЛСЭ будем использовать метод последовательных уступок и проранжируем все критерии в следующем порядке:

1. Минимум ущербных состояний
2. Минимум операций синхронизации
3. Минимум операций с выключателями
4. Максимум надежности при переходах
5. Минимум ограничений электропотребления
6. Минимум времени восстановления

2.5 Управление переходами по маршрутной карте смены состояний локальной системы энергоснабжения

2.5.1 Общая характеристика состояний локальной системы энергоснабжения и задачи ее реконфигурации

Для последующего анализа воспользуемся наиболее характерной ЛСЭ на базе многоагрегатной электростанции, имеющей возможность использования двух точек присоединения

к внешней электрической сети и разделения на две части по шинам электростанции (ЛСЭ первой и второй полустанций). Такое разделение неизбежно для исключения шунтирования сетью ЛСЭ части сети внешней электрической сети в точках присоединения.

ЛСЭ имеет 3 нормальных состояния для режима параллельной работы (1.1 - 1.3) и 4 нормальных состояния для изолированной работы (5.1 – 5.4), одно из которых является наиболее предпочтительным (5.3), т.к. выделение в островной режим произведено по внешним сечениям, т.е. обладает сбалансированностью в полном объеме собственного электропотребления ЛСЭ (Рис.2.5.1).

Остальные 15 состояний могут возникать, как в результате спорадических нарушений аварийного характера, так и в процессах реконфигурации структуры ЛСЭ и ее внешних связей при оперативном или автоматическом управлении при восстановлении нормальных режимов или переходах из режима параллельной работы в островной и обратно.

Задача выбора маршрута для реконфигурации ЛСЭ

Целевые (конечные) состояния определяются целями управления, возможностями их достижения и критериями предпочтительности маршрутов. Так, состояние 1.2. предпочтительно для реализации максимального обмена мощностью с внешней электрической сетью, т.к. использует пропускную способность обеих связей ЛСЭ с внешней электрической сетью, а 1.1 и 1.3 более приспособлены для переводов ЛСЭ в островной режим.

В зависимости от балансов мощности в целом ЛСЭ и ее частях (с полустанциями), наличии разрешения или запрета параллельной работы при реконфигурации структуры ЛСЭ определяются, как маршруты, так и целевые состояния ЛСЭ в соответствии с критериями предпочтительности. К условиям (ограничениям) и критериям выбора маршрутов следует отнести:

- запрет на использование или минимальное использование промежуточных ущербных состояний ЛСЭ,
- скорейшее восстановление нормального режима,
- скорейшее восстановление электроснабжения отключенных потребителей,
- использование минимального числа коммутационных операций,
- использование минимального числа операций с синхронизацией генераторов и частей ЛСЭ,
- сохранение максимального объема собственного электропотребления при переходе в автономный режим,
- минимальное время существования ущербных режимов,

- возможны и другие, в том числе не только структурные, но и параметрические, например, с минимальными отклонениями частоты, напряжения.

Следует отметить, что при решении могут применяться, как отдельные критерии, так и их комбинации, например, сохранение максимального объема собственного электропотребления при переходе в автономный режим при скорейшем восстановлении нормального режима. В таком случае задача становится многокритериальной. Здесь уже не обойтись без эффективности по Парето (Оптимальность по Парето — такое состояние системы, при котором значение каждого частного критерия, характеризующего состояние системы, не может быть улучшено без ухудшения значений других критериев).

Несмотря на свои особенности, задача реконфигурации ЛСЭ и ее связей с внешней электрической сетью относится к классу задач дискретного динамического программирования, основу решения которой для минимизации вариантного множества при выборе составляет принцип оптимальности Беллмана.

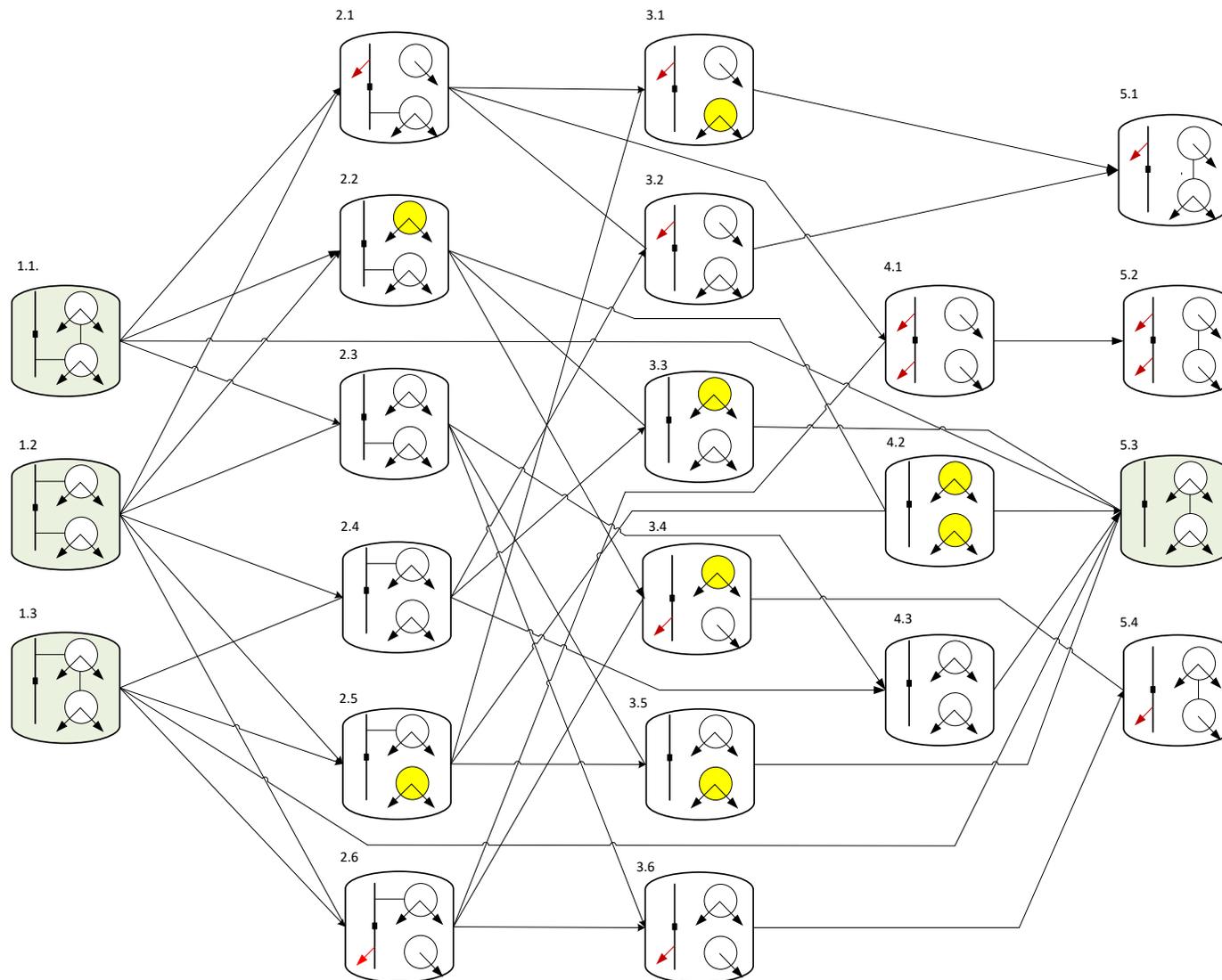


Рисунок 2.5.1 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при запрете параллельной работы и восстановлении НР автономной работы

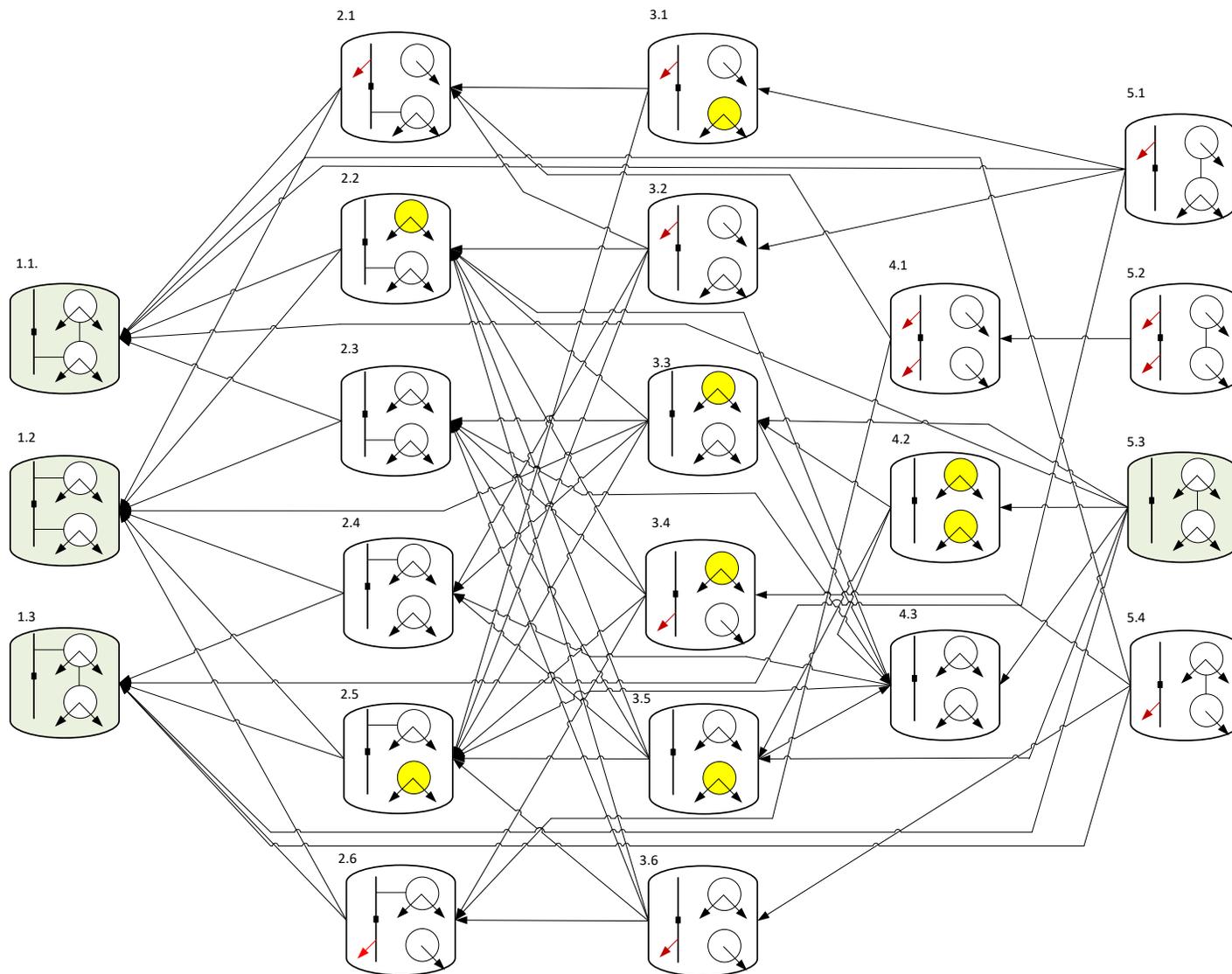


Рисунок 2.5.2 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при восстановлении НР параллельной работы

На рисунке 2.5.3 представлены пояснения к символике, использованной при разработке маршрутных карт переходов на рисунках 2.5.1 и 2.5.2.

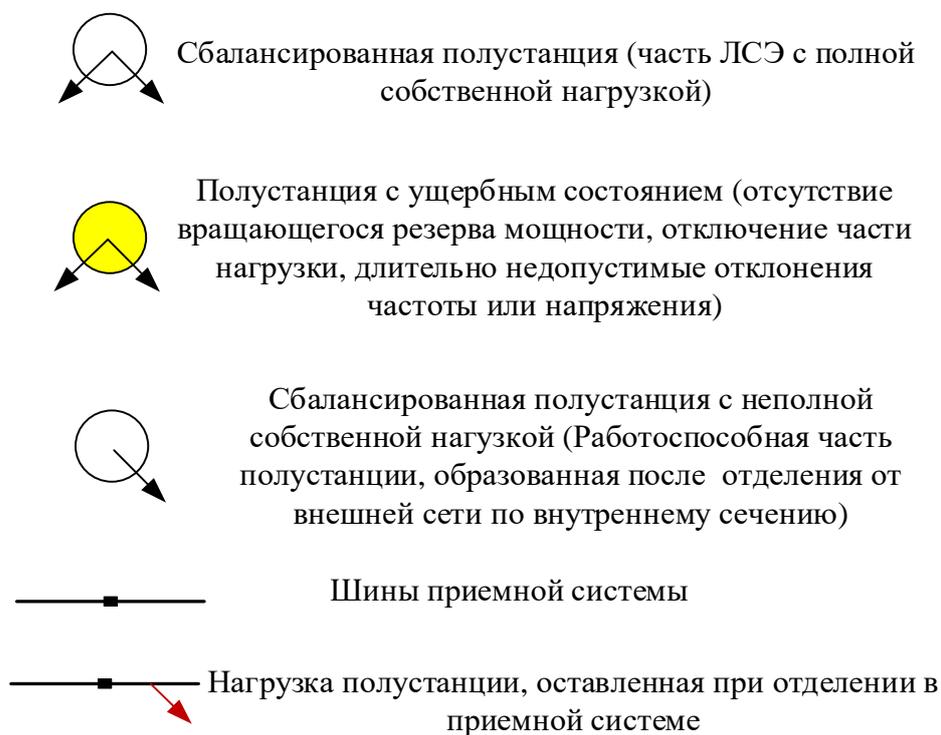


Рисунок 2.5.3 – Пояснения к символике

Дискретный показатель состояния

ЛСЭ может находиться в одном из 22 различных состояний, но эти состояния можно распределить на 4 класса: нормальные состояния ЛСЭ, состояния повышенного риска, предаварийные состояния, аварийные состояния. Критерием для отнесения состояния в один из классов служит дискретный показатель класса состояния D – переменная, которая зависит от текущего состояния ЛСЭ, учитывает режимные параметры (полученные по каналам телеизмерений), положение выключателей (телесигнализация), наличие свободных генераторов и обеспечено ли аварийное и режимное управление. В таблице 2.7.1 представлены характеристики состояний и какое значение дискретного показателя ему соответствует.

Таблица 2.5.1 – Дискретные показатели состояний (D)

Значение	Характеристики состояния
$D = 1$	Состояние ЛСЭ принадлежит классу нормальных. Все условия нормального режима соблюдены: <ul style="list-style-type: none"> • Параметры длительно допустимы • Есть резервы мощности • Обеспечено режимное и противоаварийное управление

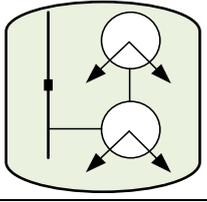
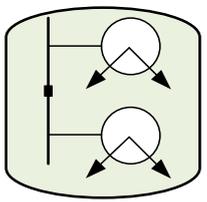
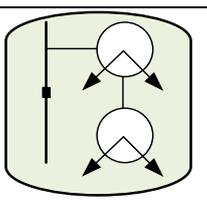
Значение	Характеристики состояния
D = 0	Состояние ЛСЭ не принадлежит классу нормальных или является состоянием повышенного риска: <ul style="list-style-type: none"> • Параметры длительно допустимы • Обеспечено противоаварийное управление • Нет резервов мощности или не обеспечено режимное управление
D = - 1	Состояние предаварийное: <ul style="list-style-type: none"> • Параметры длительно недопустимы • Не обеспечено противоаварийное управление • Нет резервов мощности или не обеспечено режимное управление
D = - 2	Состояние аварийное: <ul style="list-style-type: none"> • Электроснабжение потребителей полностью или частично прекращено или недопустимы параметры режима

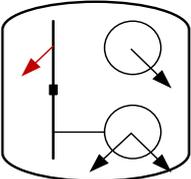
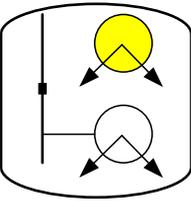
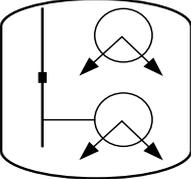
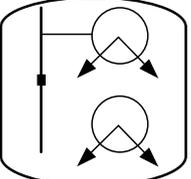
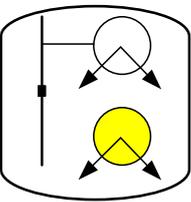
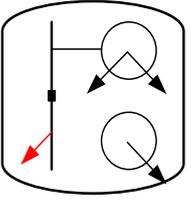
Прим. При идентификации состояния ЛСЭ ПТК производит определение дискретного показателя D и его количественных характеристик (величина вращающегося и холодного резервов мощности, глубина длительно недопустимых отклонений параметров, мощность отключенных потребителей)

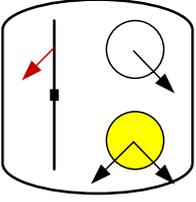
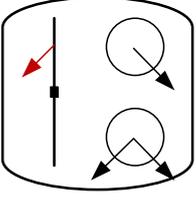
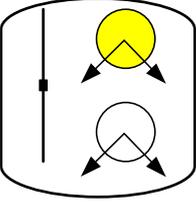
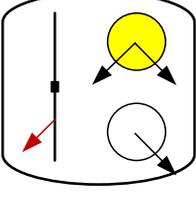
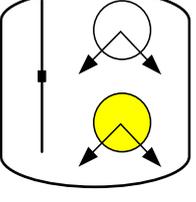
Состояния и операции в переходах между состояниями

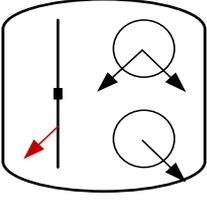
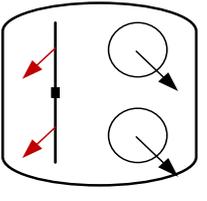
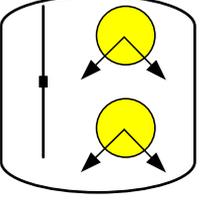
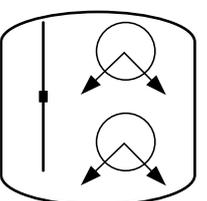
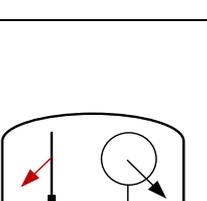
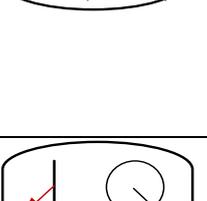
В таблице 2.5.2 представлено подробное описание каждого состояния, представленных пиктограммами на картах переходов рисунков 2.5.1 и 2.5.2.

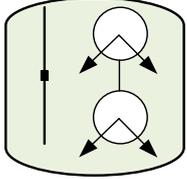
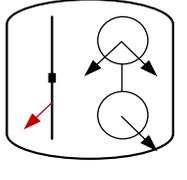
Таблица 2.5.2 – Классы состояний на маршрутной карте Автооператора

№	Пиктограмма	Наименование	Характеристики	Примечание
1.1		Нормальный режим параллельной работы ЛСЭ с внешней ЭС по одной связи (1)	D = 1	Используется в режимах параллельной работы с одной точкой подключения без деления ЛСЭ. Вторые точка подключения и линия являются резервными
1.2		Нормальный режим параллельной работы разделенной ЛСЭ с внешней ЭС по двум связям (1,2)	D = 1 для каждой подсистемы	Используется для осуществления максимального обмена мощностью с внешней ЭС с разделением ЛСЭ на части для исключения шунтирования внешней сети в точках подключения
1.3		Нормальный режим параллельной работы ЛСЭ с внешней ЭС по одной связи (2)	Аналогично классу 1.1	Аналогично классу 1.1

№	Пиктограмма	Наименование	Характеристики	Примечание
2.1		<p>Вынужденный при оперативном управлении или послеаварийный островной режим сбалансированной подсистемы 2 с отделением по внутреннему сечению</p>	<p>$D = 0$</p>	<p>Штатный промежуточный режим при оперативном или противоаварийном управлении</p>
2.2		<p>Ущербный островной режим отделившейся по внешнему сечению подсистемы 2 при работе по двум связям или при отключении СВ при работе по одной связи (1)</p>	<p>$D = - 1$ или - 2</p>	<p>Нештатный режим</p>
2.3		<p>Режим со сбалансированным отделением подсистемы 2 по внешнему сечению или по СВ</p>	<p>$D = 0$ или 1</p>	<p>Штатный промежуточный режим при оперативном или противоаварийном управлении</p>
2.4		<p>Режим со сбалансированным отделением подсистемы 1 по внешнему сечению или по СВ</p>	<p>$D = 0$ или 1</p>	<p>Штатный промежуточный режим при оперативном или противоаварийном управлении</p>
2.5		<p>Ущербный островной режим отделившейся по внешнему сечению подсистемы 1 при работе по двум связям или при отключении СВ при работе по одной связи (2)</p>	<p>$D = - 1$ или - 2</p>	<p>Нештатный режим</p>
2.6		<p>Вынужденный при оперативном управлении или послеаварийный островной режим сбалансированной подсистемы 1 с отделением по сеч. 2</p>	<p>$D = 0$ или 1</p>	<p>Штатный промежуточный режим при оперативном или противоаварийном управлении</p>

№	Пиктограмма	Наименование	Характеристики	Примечание
3.1		Ущербный режим с выделением в остров обеих подсистем: подсистемы 1 по внешнему сечению, а подсистемы 2 по внутреннему с отключением СВ	$D = -1$ или -2	Нештатный режим
3.2		Вынужденный при оперативном управлении режим со сбалансированным выделением обеих подсистем в остров: подсистемы 1 по внешнему сечению, а подсистемы 2 по внутреннему с отключением СВ	$D = 0$ или 1	Штатный промежуточный режим при оперативном или послеаварийный при противоаварийном управлении
3.3		Ущербный режим с выделением в остров обеих подсистем по внешним сечениям с отключением СВ	$D = -1$ или -2	Нештатный режим
3.4		Ущербный режим с выделением в остров обеих подсистем: подсистемы 2 по внешнему сечению, а подсистемы 1 по внутреннему с отключением СВ	$D = -1$ или -2	Нештатный режим
3.5		Ущербный режим с выделением в остров обеих подсистем по внешним сечениям с отключением СВ	$D = -1$ или -2	Нештатный режим

№	Пиктограмма	Наименование	Характеристики	Примечание
3.6		Вынужденный при оперативном управлении режим со сбалансированным выделением обеих подсистем в остров:	$D = 0$ или 1	Штатный промежуточный режим при оперативном или послеаварийном при противоаварийном управлении
4.1		Вынужденный при оперативном управлении режим со сбалансированным выделением обеих подсистем в остров по внутреннему сечению при отключенном СВ	$D = 0$ или 1	Штатный промежуточный режим при оперативном или послеаварийном при противоаварийном управлении
4.2		Ущербный режим с выделением в остров обеих подсистем по внешним сечениям с отключением СВ	$D = - 2$	Нештатный режим
4.3		Вынужденный при оперативном или послеаварийном при противоаварийном управлении режим со сбалансированным выделением обеих подсистем в остров по внешнему сечению	$D = 0$ или 1	Штатный промежуточный режим при оперативном или послеаварийном при противоаварийном управлении
5.1		Вынужденный при оперативном или послеаварийном при противоаварийном управлении режим со сбалансированным выделением ЛСЭ в остров по внутреннему сечению 2	$D = 1$	Штатный промежуточный режим при оперативном или послеаварийном при противоаварийном управлении
5.2		Вынужденный при оперативном управлении режим с выделением в остров ЛСЭ	$D = 1$	Используется при запрете параллельной работы ЛСЭ или возникает как послеаварийный при противоаварийном управлении.

№	Пиктограмма	Наименование	Характеристики	Примечание
5.3		Нормальный режим автономной работы ЛСЭ	D = 1	Используется при запрете параллельной работы ЛСЭ или возникает как
5.4		Вынужденный при оперативном или послеаварийном при противоаварийном управлении режим с выделением ЛСЭ в остров по внутреннему сечению 1	D = 1	Используется при запрете параллельной работы ЛСЭ или возникает как послеаварийный при противоаварийном управлении.

Состояния 2.2, 2.5, 3.1, 3.3, 3.4, 3.5, 4.2 - состояния, когда подстанции ущербны, не подразделяются на отдельные виды ущербности, например, на одной из подстанций отсутствует вращающийся резерв мощности, но потребители не отключены и режимные параметры находятся в допустимых границах. Но для осуществления операций переходов между состояниями важно различать тип ущербности, чтобы определить правильную последовательность управляющих воздействий для конкретного типа ущербности.

2.5.2 Смена состояний локальной системы энергоснабжения

В таблице 2.5.3 и в приложении «В» представлены переходы между состояниями, какие надо совершить операции, чтобы переход состоялся и длительность каждой операции при восстановлении НР параллельной работы и при восстановлении НР автономной работы.

Таблица 2.5.3 – Операции в переходах между состояниями при движении из НР параллельной работы в НР автономной работы

Переход	Тип перехода	Операции	Параметры	Примечание
1.1 – 2.2 (симметрично 1.3-2.5)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается часть нагрузки Отключается секц. выкл.	15 с или 5 мин 1 с 0.1 с	Отделяется ущербная подсистема
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается часть нагрузки Отключается секц. выкл.	15 с 1 с 0.1 с	

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параметры	Примечание
1.1 - 5.3 (симметрично 1.3-5.3)	О	Разгружается до нуля внешнее сечение Отключается выключатель в сечении	15 с 0.1 с	ЛСЭ переводится в нормальный островной режим
	А	Отключается выключатель в сечении Отключаются генераторы, работающие на выдачу мощности во внешнюю сеть	0.1 с 0.1 с	
1.1 – 2.3 (симметрично 1.3-2.4)	О	Разгружается до нуля внутренне сечение Отключается секц. выкл.	15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно одна из подсистем
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секц. выкл.	15 с 0.1 с	
1.1 – 2.1 (симметрично 1.3-2.6)	О	Отключается часть нагрузки от питания ЛСЭ Разгружается до нуля внутренне сечение Отключается выключатель во внутреннем сечении	1 с 15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема с переводом части нагрузки на питание от внешней системы
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается часть нагрузки Отключается секц. выкл.	15 с 1 с 0.1 с	
1.2 – 2.1 (симметрично 1.2-2.6)	О	Разгружается сечение до нуля Отключается выключатель в сечении	15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема с переводом части нагрузки на питание от внешней системы
	А	Отключается выключатель в сечении	0.1 с	
1.2 – 2.2 (симметрично 1.2-2.5)	О	Отключается часть нагрузки Разгружается сечения до нуля Отключается выключатель сечения	1 с 15 с 0.1 с	Отделяется ущербная подсистема
	А	Отключается часть нагрузки Отключается выключатель сечения	1 с 0.1 с	
1.2 – 2.3 (симметрично 1.2-2.4)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Разгружается до нуля сечение Отключается выключатель сечения	15 с или 5 мин 15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается выключатель сечения	15 с 0.1 с	
2.1 – 3.1 (симметрично 2.6-3.4)	О	Отключается часть нагрузки Разгружается сечение до нуля Отключается выключатель сечения	1 с 1 с 0.1 с	Ущербно отделяется подсистема
	А	Отключается часть нагрузки Отключается выключатель сечения	1 с 0.1 с	

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параметры	Примечание
2.1 – 4.1 (симметрично 2.6-4.1)	О	Разгружается сечения до нуля Отключается выключатель в сечении	15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема с переводом части нагрузки на питание от внешней системы
	А	Отключается выключатель в сечении	0.1 с	
2.1 – 3.2 (симметрично 2.6-3.6)	О	Разгружается сечения до нуля Отключается выключатель в сечении	15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема
	А	Отключается выключатель в сечении Отключаются генераторы, работающие на выдачу мощности во внешнюю сеть	0.1 с 0.1 с	
2.2 – 4.2 (симметрично 2.5-4.2)	О	Отключается часть нагрузки Разгружается сечение до нуля Отключается выключатель сечения	1 с 1 с 0.1 с	Ущербно отделяется подсистема
	А	Отключается часть нагрузки Отключается выключатель сечения	1 с 0.1 с	
2.2 – 3.3 (симметрично 2.5-3.5)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Разгружается сечения до нуля Отключается выключатель в сечении	15 мин или 15 с 15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается выключатель в сечении Отключаются генераторы, работающие на выдачу мощности во внешнюю сеть	15 с 0.1 с 0.1 с	
2.2 – 3.4 (симметрично 2.5-3.1)	О	Разгружается сечения до нуля Отключается выключатель в сечении	15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема с переводом части нагрузки на питание от внешней системы
	А	Отключается выключатель в сечении	0.1 с	
2.3 – 4.3 (симметрично 2.4-4.3)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Разгружается сечения до нуля Отключается выключатель в сечении	15 мин или 15 с 15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается выключатель в сечении Отключаются генераторы, работающие на выдачу мощности во внешнюю сеть	15 с 0.1 с 0.1 с	

Продолжение таблицы 2.5.3

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параметры	Примечание
2.3 – 3.5 (симметрично 2.4-3.3)	О	Отключается часть нагрузки Разгружается сечение до нуля Отключается выключатель сечения	1 с 1 с 0.1 с	Ущербно отделяется подсистема
	А	Отключается часть нагрузки Отключается выключатель сечения	1 с 0.1 с	
2.3 – 3.6 (симметрично 2.4-3.2)	О	Разгружается сечения до нуля Отключается выключатель в сечении	15 с 0.1 с	Отделяется сбалансированно подсистема с переводом части нагрузки на питание от внешней системы
	А	Отключается выключатель в сечении 2	0.1 с	
3.1 – 5.1 (симметрично 3.4-5.4)	О	Синхронизируются обе подсистемы, включается секционный выключатель Включается отключенная нагрузка	15 с 1 с	Объединяются на параллельную сбалансированную работу обе подсистемы, часть нагрузок второй подсистему запитаны от внешней системы
3.2 – 5.1 (симметрично 3.6-5.4)	О	Синхронизируются обе подсистемы, включается секционный выключатель	15 с	Объединяются на параллельную сбалансированную работу обе подсистемы, часть нагрузок второй подсистему запитаны от внешней системы
3.3 – 5.3 (симметрично 3.4-5.3)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Синхронизируются обе подсистемы, включается секц. выкл. Включается отключенная нагрузка	15 мин или 15 с 15 с 1 с	ЛСЭ переводится в нормальный островной режим
	А	Вводится вращающийся резерв Синхронизируются обе подсистемы, включается секционный выключатель Включается отключенная нагрузка	15 с 15 с 1 с	

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параметры	Примечание
4.1 – 5.2	О	Синхронизируются обе подсистемы, включается секционный выключатель	15 с	Объединяются на параллельную сбалансированную работу обе подсистемы, часть нагрузок обеих подсистем запитаны от внешней системы
4.2 – 5.3	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Синхронизируются обе подсистемы, включается секц. выкл. Включается отключенная нагрузка	15 мин или 15 с 15 с 1 с	ЛСЭ переводится в нормальный островной режим
	А	Вводится вращающийся резерв Синхронизируются обе подсистемы, включается секционный выключатель Включается отключенная нагрузка	15 с 15 с 1 с	
4.3 – 5.3	О	Синхронизируются обе подсистемы, включается секц. выкл.	15 с	ЛСЭ переводится в нормальный островной режим

Прим. Симметричными состояниями являются: 2.1 \equiv 2.6; 2.2 \equiv 2.5; 2.3 \equiv 2.4; 3.1 \equiv 3.4; 3.2 \equiv 3.6; 3.3 \equiv 3.5; 5.1 \equiv 5.4 и 1.1 \equiv 1.3. Симметричные состояния имеют одну и ту же логику оперирования, только отличается объект оперирования (полустанция 1 или полустанция 2). О – оперативный переход, А – аварийный переход.

Согласно таблицам 2.5.3 и В1 количество возможных переходов составляет 22 – при смене режима параллельной работы на режим автономной работы, и 55 – при смене режима автономной работы на режим параллельной работы. Задача выбора оптимальных переходов будет решаться с помощью принципа оптимальности Беллмана.

2.6 Оптимизация смены состояний локальной системы энергоснабжения по различным критериям

2.6.1 Поиск оптимальной траектории восстановления нормального режима по критерию минимума ущербных состояний

Ущербных состояний на маршрутной карте семь: 2.2, 2.5, 3.1, 3.3, 3.4, 3.5, 4.2. Все их можно вычлениить из маршрутной карты, потому что существуют другие маршруты между НР параллельной работы и НР автономной работы. Таким образом, количество ущербных состояний

сведётся до нуля (произойдет минимизация). На рисунке 2.6.1 представлена маршрутная карта при запрете параллельной работы без ущербных состояний.

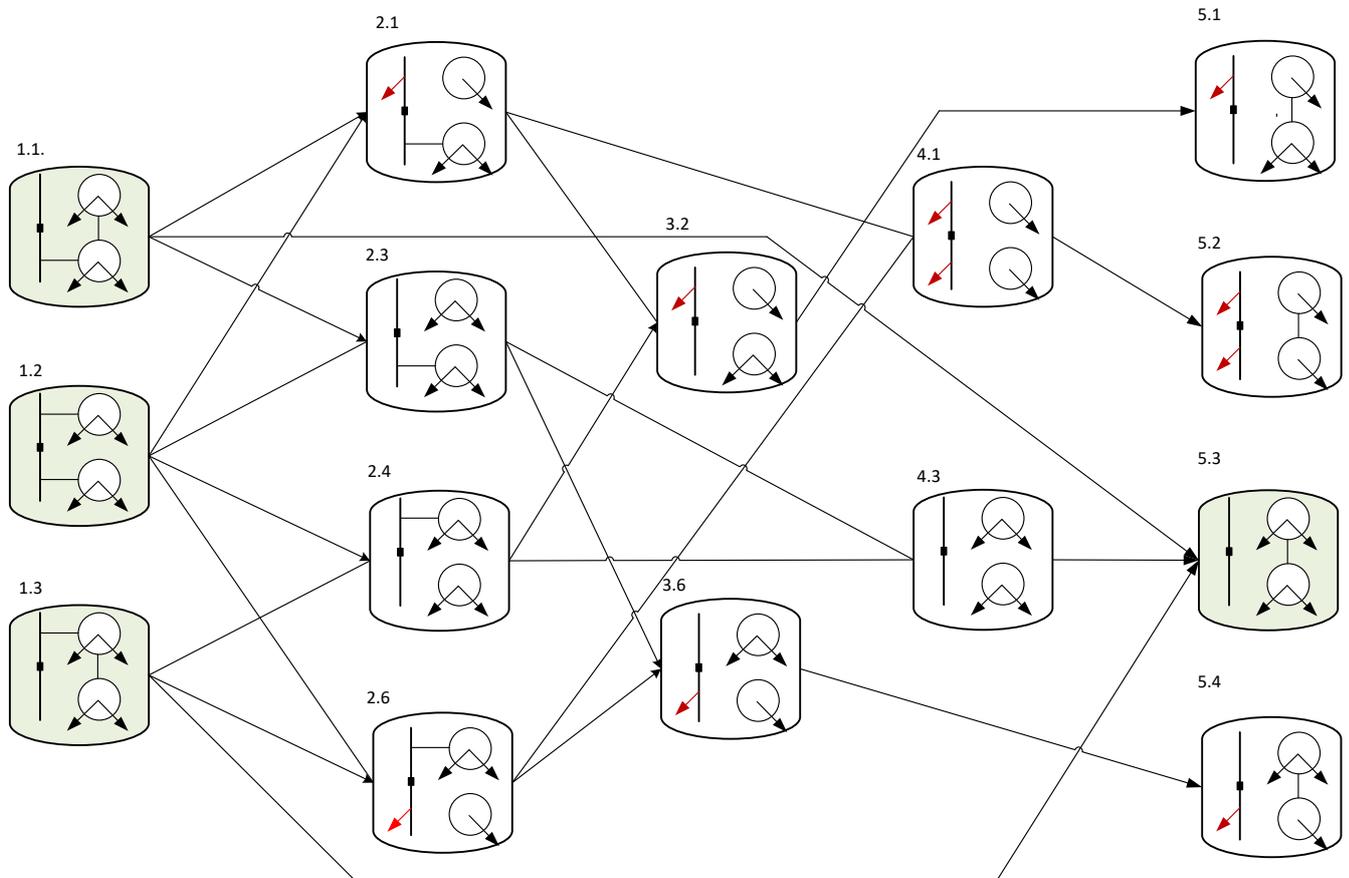


Рисунок 2.6.1 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при запрете параллельной работы и использовании только без ущербных состояний

Воспользовавшись методом динамического программирования, начнем определять оптимальную траекторию с конца. Состояния 5.2 является конечным при переходе из НР параллельной работы в НР автономной работы, когда получен запрет параллельной работы. В состоянии 5.2 ведут три перехода из состояния 1.1, 1.3, 4.3, состояния 1.1 и 1.3 это НР параллельной работы при одной синхронной связи ЛСЭ с внешней электрической сетью, следовательно, для смены одного нормального на другой нужно выполнить один переход. Теперь рассмотрим состояние 4.3, к нему ведут переходы из 2.3 и 2.4, в состоянии 2.3 можно попасть из состояния 1.1 и 1.2, а в состояние 2.4 из состояния 1.2 и 1.3. В итоге получаем еще четыре маршрута: $1.1 \rightarrow 2.3 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.2$, $1.2 \rightarrow 2.3 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.2$, $1.2 \rightarrow 2.4 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.2$ и $1.3 \rightarrow 2.4 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.2$. Всевозможные маршруты показаны на рисунке 5 фиолетовым цветом. Переходы $1.2 \rightarrow 2.3 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.2$, $1.2 \rightarrow 2.4 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.2$ равнозначны, поэтому можно выбрать любой из них, а второй отбросить из рассмотрения.

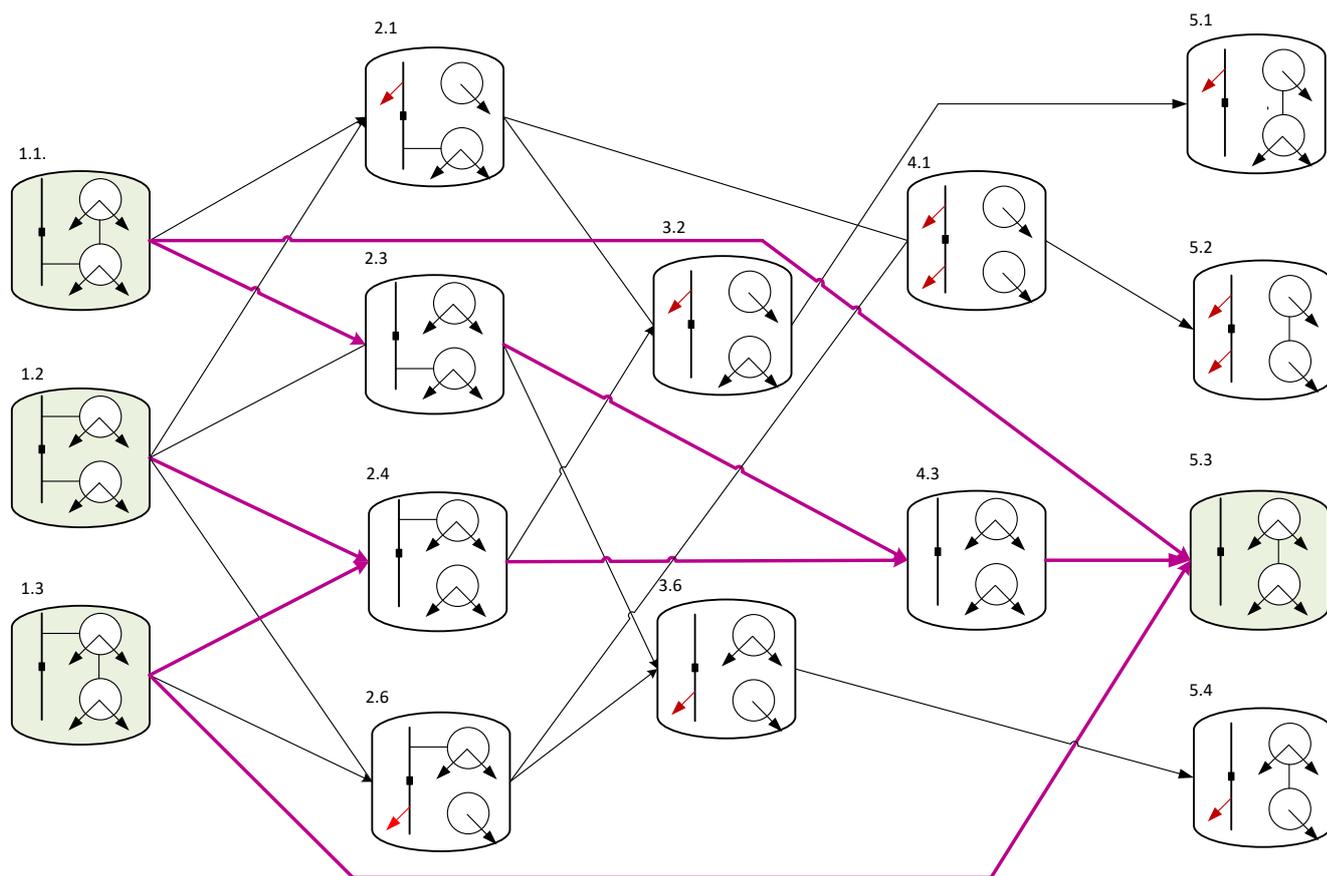


Рисунок 2.6.2 – Траектории восстановления НР автономной работы при запрете параллельной работы по критерию минимума ущербных состояний

Для выбора оптимальной траектории между траекториями $1.1 \rightarrow 2.3 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.3$ и $1.1 \rightarrow 5.3$, а так же $1.3 \rightarrow 2.4 \rightarrow 4.3 \rightarrow 5.3$ и $1.3 \rightarrow 5.3$ нужно применить дополнительный критерий.

При отмене запрета параллельной работы, исходное состояние ЛСЭ является 5.3, начнется восстановление НР параллельной работы, то есть ЛСЭ должна оказаться в одном из следующих состояний: 1.1, 1.2, 1.3. Чтобы найти траекторию движения, так же применим метод динамического программирования, начинаем поиск маршрута с состояния 1.1. Из состояния 1.1 можно попасть в 5.1, 5.3, 5.4, 2.1, 2.3, 2.4, 2.6. Первая траектория нашлась $5.3 \rightarrow 1.1$, но возможно существует еще какой-нибудь маршрут, так как функция выигрыша для каждого перехода одинакова, то придется перебрать все возможные варианты. На рисунке 2.6.3 показаны возможные траектории восстановления НР параллельной работы.

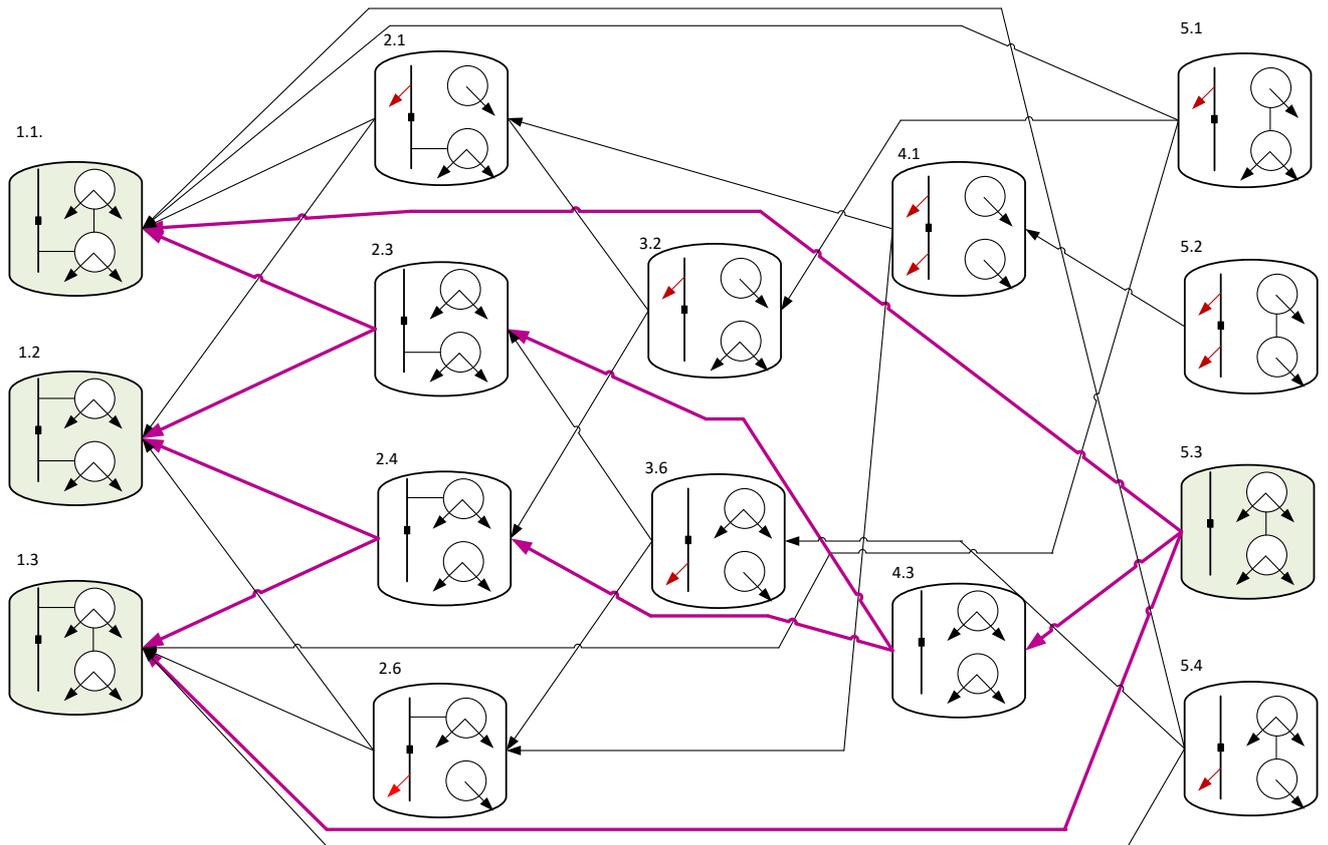


Рисунок 2.6.3 – Траектории восстановления НР параллельной работы при отмене запрета параллельной работы по критерию минимума ущербных состояний

Траектории восстановления НР параллельной работы по критерию минимума ущербных состояний получились следующими:

- 5.3→1.1 или 5.3→4.3→2.3→1.1
- 5.3→4.3→2.3→1.2 или 5.3→4.3→2.4→1.2
- 5.3→1.3 или 5.3→4.3→2.4→1.3

2.6.2 Поиск оптимальной траектории восстановления нормального режима по критерию минимальности времени

На рисунке 2.6.4 представлены оранжевым цветом маршруты при запрете параллельной работы по критерию минимальности времени.

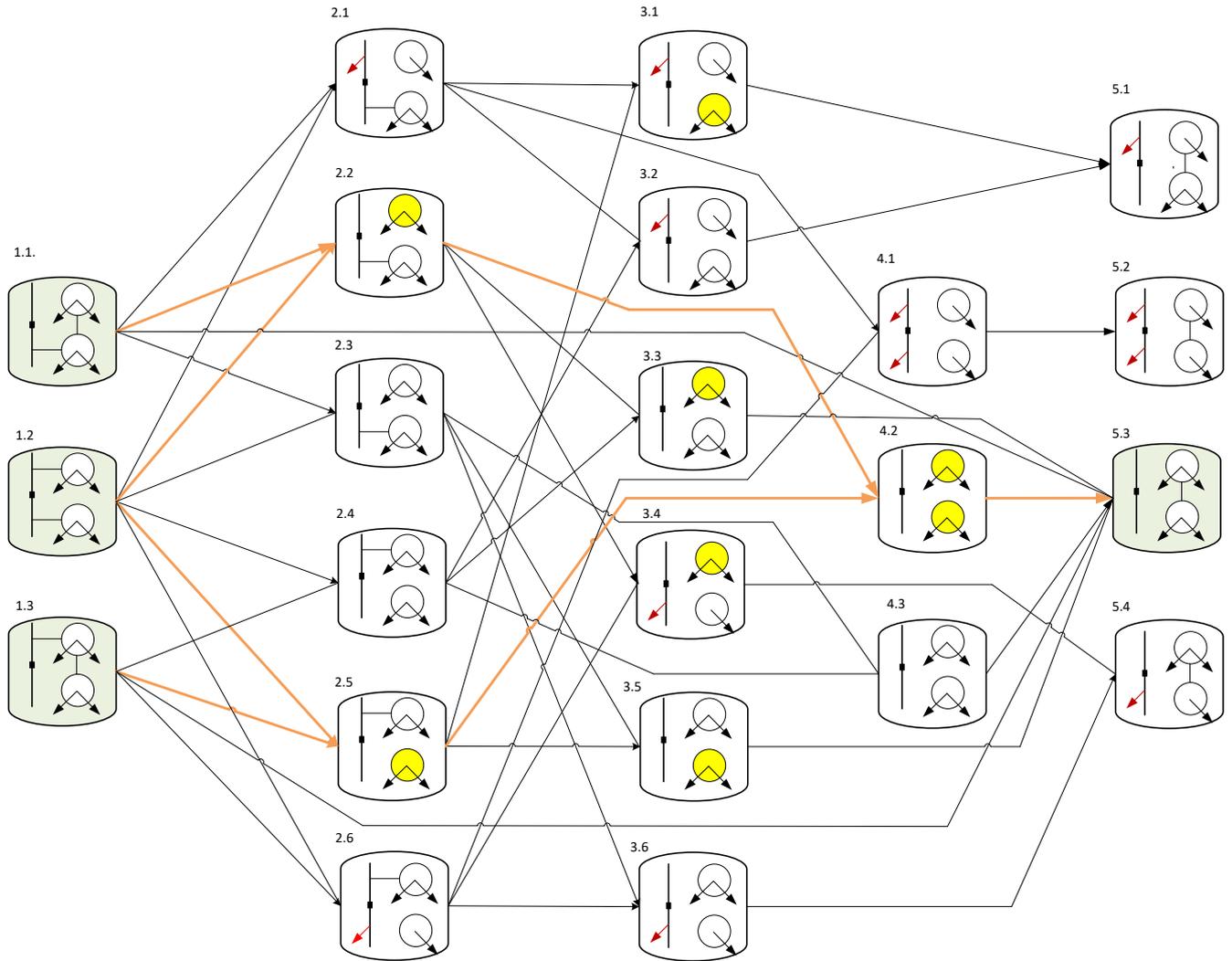


Рисунок 2.6.4 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при запрете параллельной работы и восстановлении нормального режима автономной работы с маршрутами по критерию минимальности времени

Рассмотрим несколько примеров определения маршрутов и конечных состояний ЛСЭ по маршрутной карте в определенных балансовых условиях при переводе ЛСЭ в автономный режим.

Пример 1. ЛСЭ исходно находится в состоянии 1.2

Подсистема 1 (нижняя на пиктограммах) имеет вращающийся резерв, достаточный для самобаланса по внешнему сечению, а также холодный резерв для самобаланса совместно с подсистемой 2 по внутреннему сечению.

Подсистема 2 не имеет достаточного вращающегося резерва для самобаланса даже по внутреннему сечению, но имеет в достаточном объеме холодный резерв для самобаланса для внутреннего сечения. Исходя из балансовых условий, в исходном режиме автоматика

обеспечивает спорадическую готовность к отделению подсистемы 2 от внешней сети по внешнему сечению, а подсистемы 1 по внутреннему.

На первом этапе исключим из маршрутной карты лишние и неосуществимые состояния ЛСЭ (рис. 2.6.5).

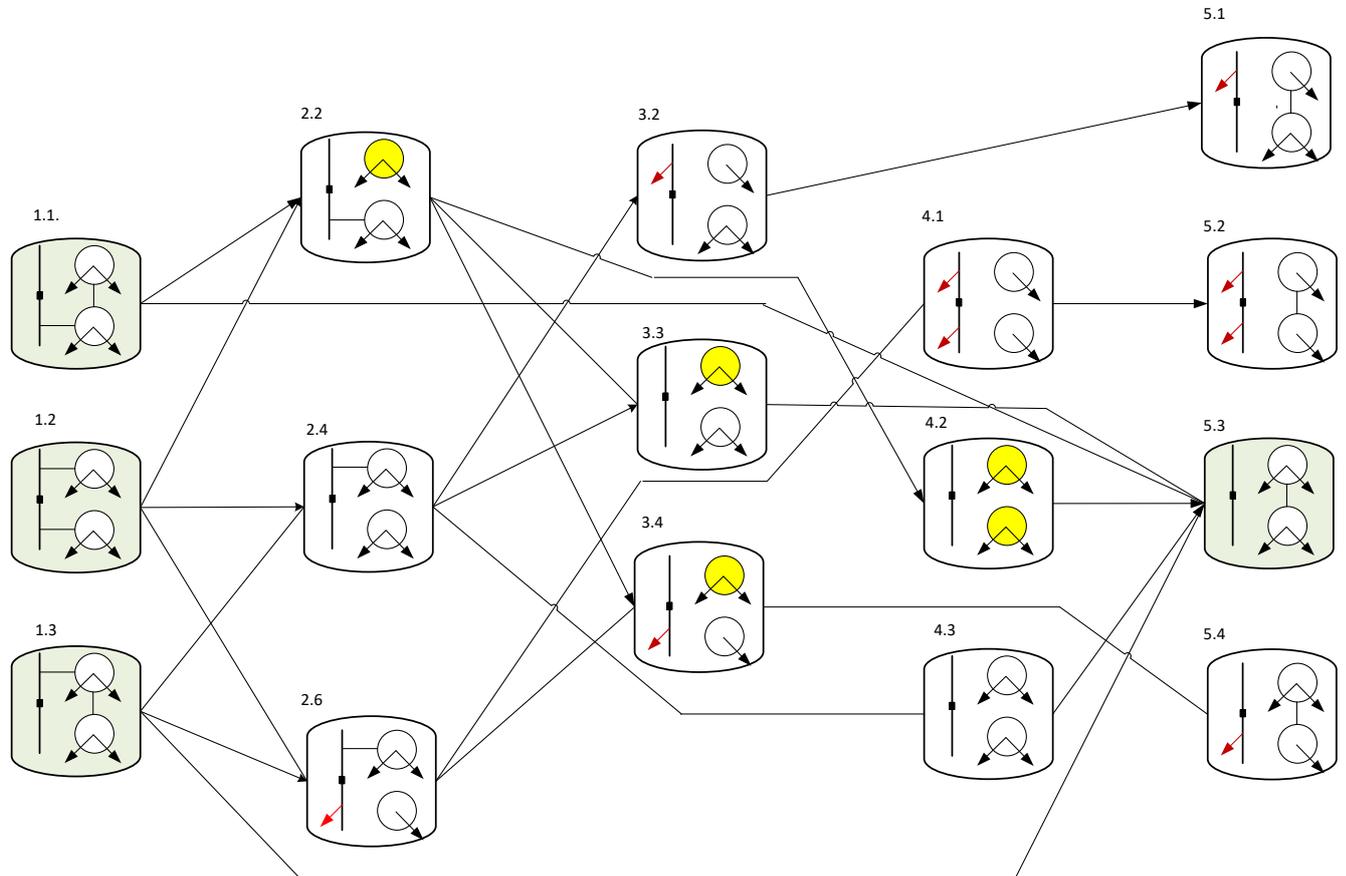


Рисунок 2.6.5 – Маршрутная карта без учета неосуществимых состояний (этап 1)

Можно увидеть, что маршруты переходов в состояния 5.1 и 5.2 структурно являются безвариантными, однако выбор между ними будет по применяемым критериям.

Переход в состояние 5.4 структурно является двухвариантным.

Переход в состояние 5.3 структурно является многовариантным (4 трехшаговых варианта).

Представим переход в состояние 5.3 отдельно, но более подробно, причем с нанесением значений некоторых критериев. При этом воспользуемся принципом Белмана, т.е. определением маршрута с конца.

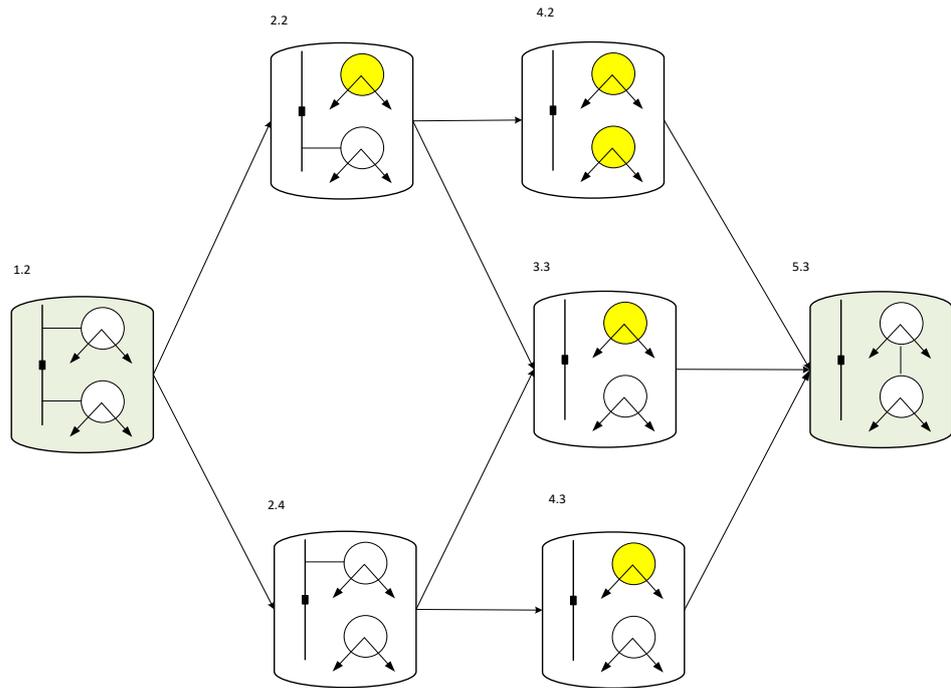


Рисунок 2.6.6 – Маршрутная карта без учета неосуществимых состояний (этап 2)

Таблица 2.6.1 – Характеристика состояний, операций и времени переходов

№	Состояние/ Переход	Описание	Время перехода	Примечание
ШАГ 3				
1	С. 5.3	Нормальный островной режим ЛСЭ	-	-
2	С. 4.2	Ущербный. Отсутствие вращающегося резерва в подсистемах 1,2.	-	-
3	С. 3.3	Ущербный. Отсутствие вращающегося резерва в подсистеме 2.	-	-
4	С. 4.3	Ущербный. Отключена часть нагрузки в подсистеме 2.	-	-
5	П. 4.2 -5.3	Синхронизация подсистем на пониженной частоте. Ввод холодного и горячего резерва в подсистеме 1.	30 с 5 мин	Суммарное время перехода 330 с
6	П. 3.3 – 5.3	Синхронизация подсистем на пониженной частоте. Ввод холодного резерва в подсистеме 1.	30 с 5 мин	Суммарное время перехода 330 с
7	П. 4.3 – 5.3	Синхронизация подсистем на номинальной частоте. Ввод холодного резерва в подсистеме 1.	15 с 5 мин	Суммарное время перехода 315 с
ШАГ 2				
1	С. 4.2	Ущербный. Отсутствие вращающегося резерва в подсистемах 1,2.	Суммарное время перехода в С. 5.2 330 с	-

№	Состояние/ Переход	Описание	Время перехода	Примечание
2	С. 3.3	Ущербный. Отсутствие вращающегося резерва в подсистеме 2.	Суммарное время перехода в С. 5.2 330 с	-
3	С. 4.3	Ущербный. Отключена часть нагрузки в подсистеме 2.	Суммарное время перехода в С. 5.2 315 с	-
4	С. 2.2	Ущербный. С изолированной работой подсистемы 2 без резерва мощности.	-	-
5	С. 2.4	Нормальный. С параллельной работой подсистемы 2 и островной подсистемы 1.	-	-
6	П. 2.2 – 4.2	Сбалансированное отделение подсистемы 1 без ввода резерва	5 с	Суммарное время перехода в С. 5.2 335 с
7	П. 2.2 - 3.3	Сбалансированное отделение подсистемы 1 с вводом необходимого для нее резерва	300 с	Суммарное время перехода в С. 5.2 630 с
8	П. 2.4 – 3.3	Сбалансированное отделение подсистемы 2 без ввода резерва	5 с	Суммарное время перехода в С. 5.2 335 с
9	П. 2.4 – 4.3	Несбалансированное отделение подсистемы 2 с отключением части нагрузки	1 с	Суммарное время перехода в С. 5.2 316 с
ШАГ 1				
1	С. 2.2	Ущербный. С изолированной работой подсистемы 2 без резерва мощности.	Суммарное время перехода в С. 5.2 335 с	-
2	С. 2.4	Нормальный, с параллельной работой подсистемы 2 и островной подсистемы 1.	Суммарное время перехода в С. 5.2 316 с	-
3	П. 1.2 -2.2	Отделение подсистемы 2 от внешней сети.	1 с	Суммарное время перехода в С. 5.2 336 с
4	П. 1.2 -2.4	Разгрузка внешнего сечения до нуля. Отделение подсистемы 1 от внешней сети.	15 с 1 с	Суммарное время перехода в С. 5.2 332 с

Таким образом, по критерию минимального времени перевода ЛСЭ в нормальный островной режим наилучшим оказался вариант 1.2→2.4→4.3→5.3 (Выделено оранжевым на рисунке ниже).

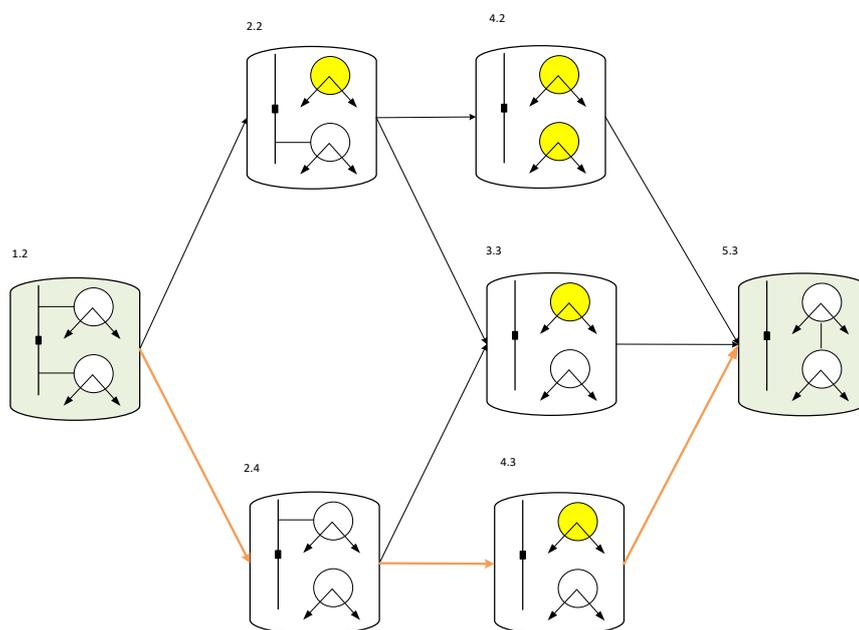


Рисунок 2.6.7 – Оптимальная траектория восстановления НР по критерию минимального времени

Аналогично предыдущему примеру рассмотрим выбор оптимального маршрута по критерию минимальной продолжительности ущербных режимов.

Для уже полученного решения она составит 315 с (продолжительность перехода 4.3 - 5.2).

Для переходов с использованием маршрута 3.3 - 5.2 – 330 с.

Для маршрута 1.2 - 2.2 – 4.2 – 5.2 - 320 с.

Таким образом, полученное решение является и решением двухкритериальной задачи, т.е. является оптимальным по Парето.

Пример 2. ЛСЭ исходно находится в состоянии 5.3

Подсистема 2 (верхняя на пиктограммах) не имеет достаточного вращающегося резерва для самобаланса по внешнему сечению, а также не имеет достаточного холодного резерва, чтобы обеспечить баланс по внутреннему сечению.

Подсистема 1 (нижняя на пиктограммах) имеет вращающийся резерв, достаточный для самобаланса совместно с подсистемой 2 по внешнему сечению, а также есть достаточно холодного резерва для баланса по внешнему сечению.

Исходя из балансовых условий, при разделении подсистем, вторая подсистема окажется без резервов мощности.

На первом этапе исключим из маршрутной карты лишние и неосуществимые состояния ЛСЭ.

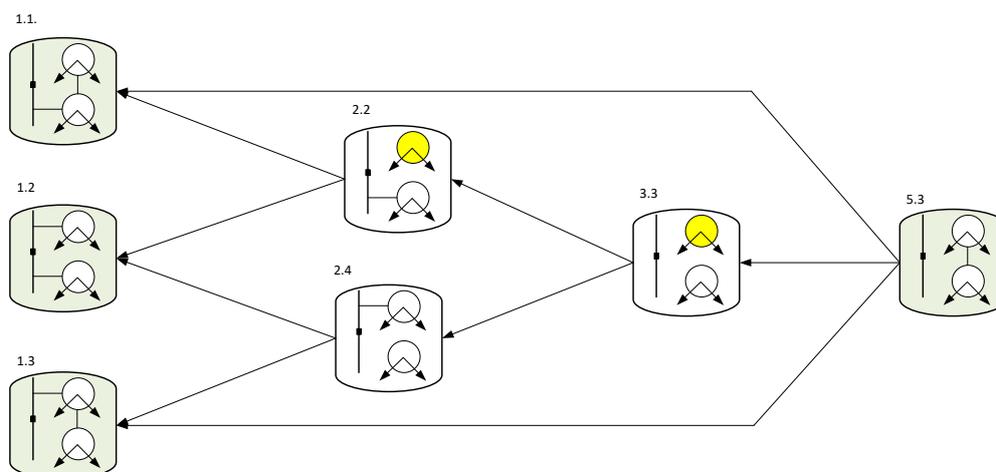


Рисунок 2.6.8 – Маршрутная карта без учета неосуществимых состояний (этап 1)

Можно увидеть, что маршруты переходов в состояния 1.1, 1.2 и 1.3 являются двухвариантными, выбор между ними определим по критерию минимальности времени. В состояния 1.1 и 1.3 можно попасть либо за 1 шаг, либо за 3 шага. В таблице 2.6.2 представлены времена переходов между состояниями.

Таблица 2.6.2 – Характеристика состояний, операций и времени переходов

№	Состояние/ Переход	Описание	Время перехода	Примечание
ШАГ 3				
1	С. 1.1	Нормальный режим параллельной работы ЛСЭ с внешней ЭС по одной связи (1)	-	-
2	С. 1.2	Нормальный режим параллельной работы разделенной ЛСЭ с внешней ЭС по двум связям (1,2)	-	-
3	С. 1.3	Нормальный режим параллельной работы ЛСЭ с внешней ЭС по одной связи (2)	-	-
4	С. 2.2	Ущербный. С изолированной работой подсистемы 2 без резерва мощности.	-	-
5	С. 2.4	Нормальный, с параллельной работой подсистемы 2 и островной подсистемы 1.	-	-
6	П. 2.2 -1.1	Подстройка частоты до номинальной в подсистеме 2. Синхронизация подсистемы 2 с единой энергосистемой	30 с	Суммарное время перехода 30 с

№	Состояние/ Переход	Описание	Время перехода	Примечание
7	П. 2.2 -1.2	Подстройка частоты до номинальной в подсистеме 2. Синхронизация подсистемы 2 с единой энергосистемой	30 с	Суммарное время перехода 30 с
8	П. 2.4 -1.2	Синхронизация подсистем на номинальной частоте.	15 с	Суммарное время перехода 15 с
9	П. 2.4 -1.3	Синхронизация подсистем на номинальной частоте.	15 с	Суммарное время перехода 15 с
ШАГ 2				
1	С. 3.3	Ущербный. Отсутствие вращающегося резерва в подсистеме 2.	-	-
2	П. 3.3 - 2.2	Синхронизация подсистем на номинальной частоте.	15 с	Суммарное время перехода 45 с
3	П. 3.3 - 2.4	Подстройка частоты до номинальной в подсистеме 2. Синхронизация подсистемы 2 с единой энергосистемой	30 с	Суммарное время перехода 45 с
ШАГ 1				
1	С. 5.3	Нормальный островной режим ЛСЭ	-	-
2	П. 5.3 -3.3	Несбалансированное отделение подсистемы 2 с отключением части нагрузки	1 с	Суммарное время перехода 46 с

Таким образом, по критерию минимального времени перевода ЛСЭ в нормальный островной режим наилучшим оказался вариант 5.3→3.3→2.4→1.2 с затраченным временем в 46 секунды. Для перехода в состояние 1.1 оказался быстрее маршрут 5.3→1.1 (15 с), а для перехода в состояние 1.3 - 5.3→1.3 (15 с).

2.6.3 Поиск оптимальной траектории восстановления нормального режима по критерию минимального числа коммутационных операций

На рисунке 2.6.7 представлена маршрутная карта переходов при восстановлении автономной работы, весами переходов является количество операций с выключателями. Количество операций с выключателями, с которыми потребуется взаимодействовать, чтобы восстановить НР, не всегда постоянная величина. Когда возникают ущербные режимы, различными защитами могут быть отключены потребители, следовательно, количество отключенных фидеров, заранее не известно, поэтому при переходах количество выключателей может быть обозначено в виде $1 \div n$, означающее что минимальное количество операций с выключателями это 1, а верхняя граница будет зависеть от текущего схемно-режимного состояния ЛСЭ.

На рисунке 2.6.8 синим цветом выделены маршруты восстановления НР автономной при запрете параллельной работы по критерию минимальности операций с выключателями.

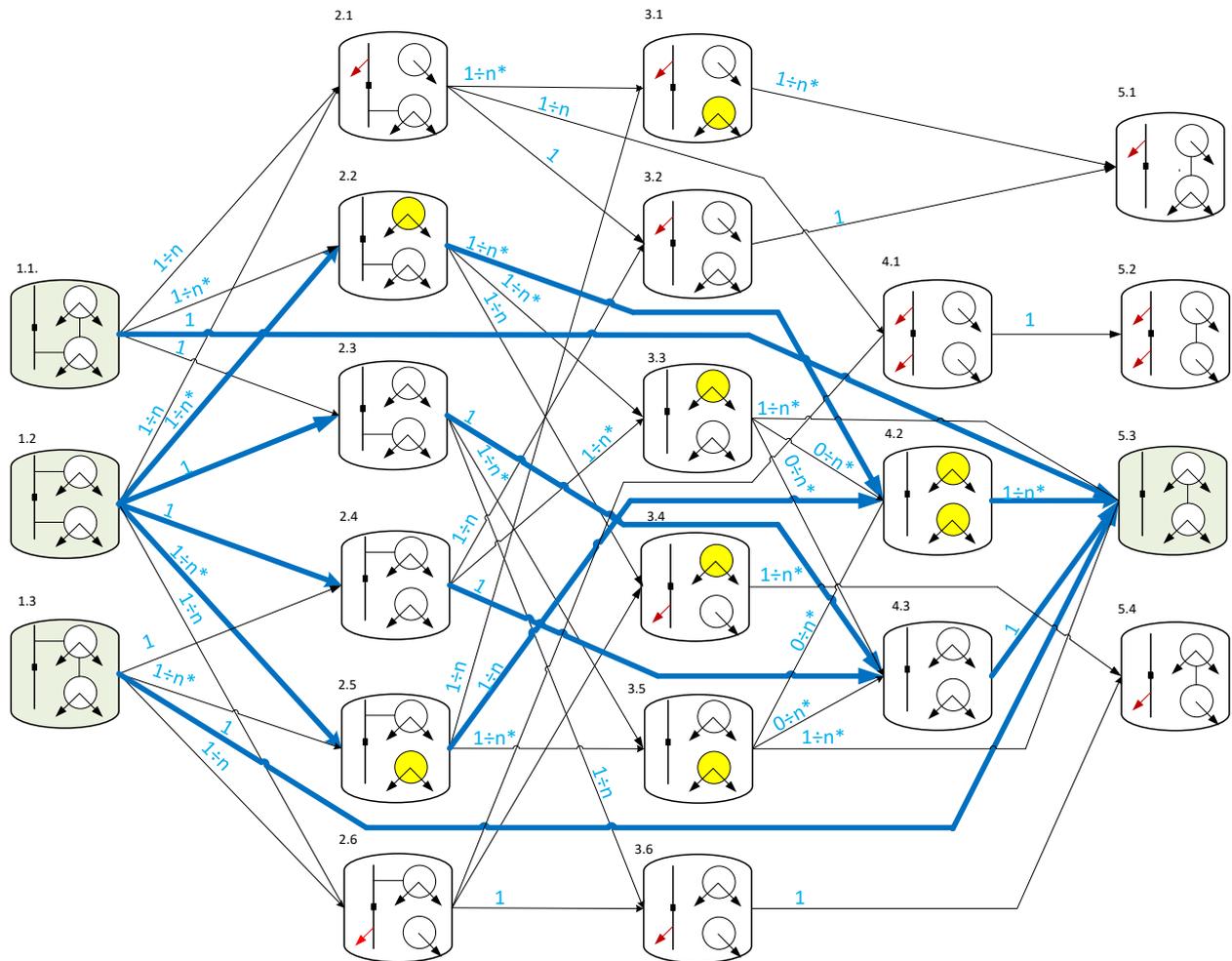


Рисунок 2.6.8 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при запрете параллельной работы и восстановлении нормального режима автономной работы с маршрутами по критерию минимальности операций с выключателями (*-обозначает что ухудшения режима не произошло)

Маршруты определялись с помощью метода динамического программирования и по условию минимальности операций с выключателями. Получились следующие маршруты:

- 1.1→5.3 – 1 операция с выключателем
- 1.2→2.3→4.3→5.3 – 3 операции с выключателем
- 1.2→2.4→4.3→5.3 – 3 операции с выключателем
- 1.2→2.2→4.2→5.3 – 3 операции с выключателем (ущербность без отключения потребителей)
- 1.2→2.5→4.2→5.3 – 3 операции с выключателем (ущербность без отключения потребителей)

- 5.3→4.3→2.5→1.2 – 3 операции с выключателем (ущербность без отключения потребителей)
- 5.3→1.3 – 1 операция с выключателем

Поиск оптимальной траектории восстановления НР по критерию минимального числа операций с синхронизацией генераторов и частей ЛЭС

На рисунке 2.6.10 представлена маршрутная карта переходов при штатном восстановлении автономной работы, весами графами является количество операций синхронизации, которые нужно совершить чтобы перейти из одного состояния в другое.

Маршруты восстановления НР выделены красным цветом (рисунок 2.7.14-2.7.15) маршруты определялись методом динамического программирования.

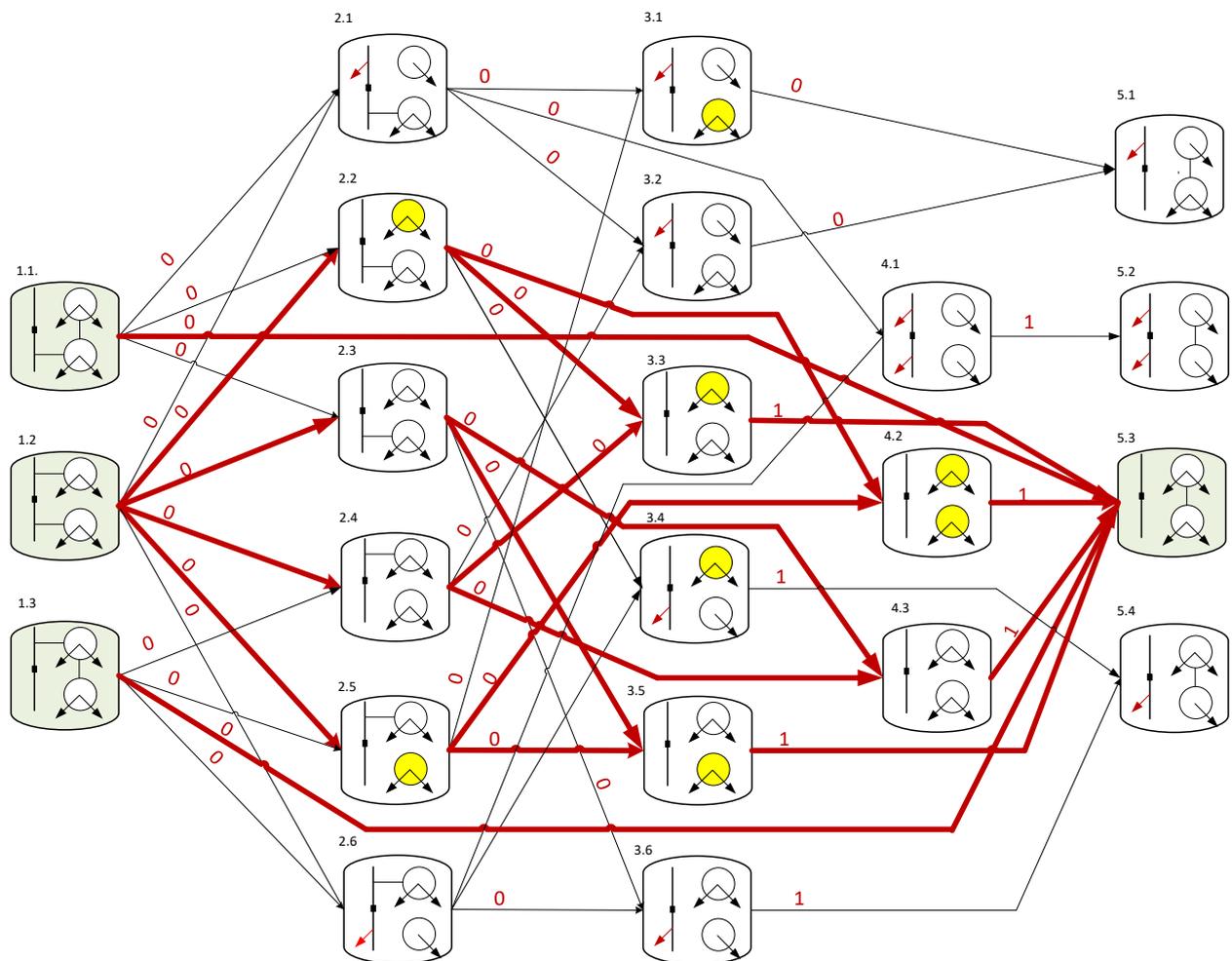


Рисунок 2.6.10 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при запрете параллельной работы и восстановлении нормального режима автономной работы с маршрутами по критерию минимальности операций синхронизаций

Маршруты восстановления НР автономной работы по условию минимальности операций синхронизации получились следующими:

- 1.1→5.3 – 0 операций синхронизации
- 1.2→2.2→3.3→5.3 – 1 операция синхронизации
- 1.2→2.4→3.3→5.3 – 1 операция синхронизации
- 1.2→2.2→4.2→5.3 – 1 операция синхронизации
- 1.2→2.4→4.2→5.3 – 1 операция синхронизации
- 1.2→2.3→4.3→5.3 – 1 операция синхронизации
- 1.2→2.4→4.3→5.3 – 1 операция синхронизации
- 1.2→2.3→3.5→5.3 – 1 операция синхронизации
- 1.2→2.5→3.5→5.3 – 1 операция синхронизации
- 1.3→5.3 – 0 операций синхронизации

Маршруты восстановления НР параллельной работы при отсутствии запрета параллельной работы представлены на рисунке 2.6.11

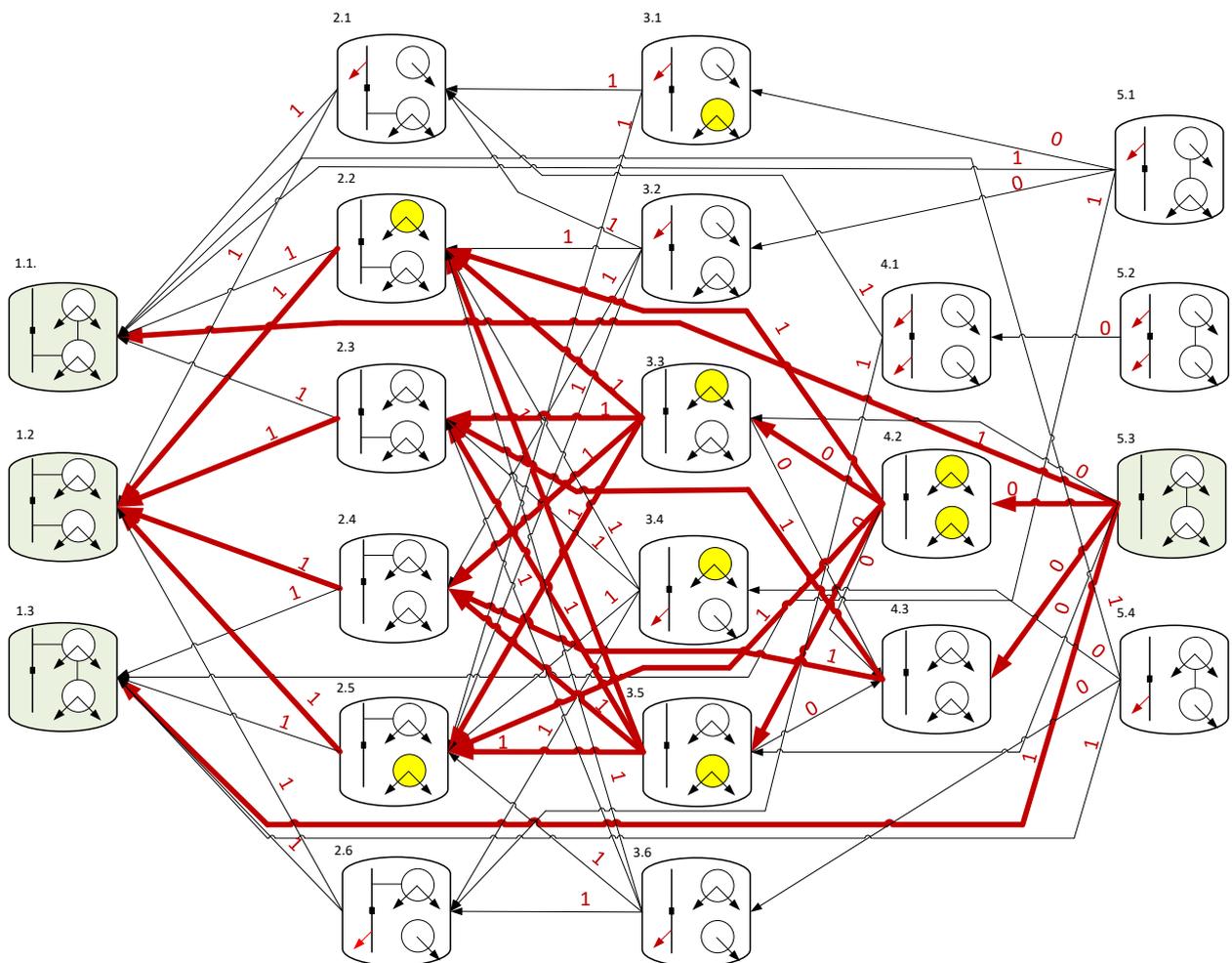


Рисунок 2.6.11 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при отсутствии запрета параллельной работы и восстановлении нормального режима параллельной работы с маршрутами по критерию минимальности операций синхронизации

Маршруты восстановления НР параллельной работы по условию минимальности операций синхронизации получились следующими:

- 5.3→1.1 – 1 операция синхронизации
- 5.3→4.2→2.2→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→3.3→2.2→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→3.3→2.3→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→3.3→2.4→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→3.3→2.5→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→2.5→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→3.5→2.2→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→3.5→2.3→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→3.5→2.4→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.2→3.5→2.5→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.3→2.3→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→4.3→2.4→1.2 – 2 операции синхронизации
- 5.3→1.3 – 1 операция синхронизации

2.6.4 Поиск оптимальной траектории восстановления нормального режима по критерию сохранения максимального объема собственного электропотребления при переходе в автономный режим

Чтобы сохранить максимальный объем собственного электропотребления из маршрутной карты должны быть исключены состояния, где часть нагрузки переводится на питание от внешней электрической сети. К таким состояниям относятся: 2.1, 2.6, 3.1, 3.2, 3.4, 3.6, 4.1, 5.1, 5.2, 5.4. Кроме этого надо рассмотреть два случая, когда все ущербные состояния на маршрутной карте либо имеют отключенную нагрузку, либо отсутствует резервы мощности (или нарушены режимные параметры), а отключённых потребителей нет.

На рисунке 2.6.12 представлены маршруты восстановления НР автономной работы с допущением, что во всех ущербных режимах не отключены потребители. Они показаны черными стрелками.

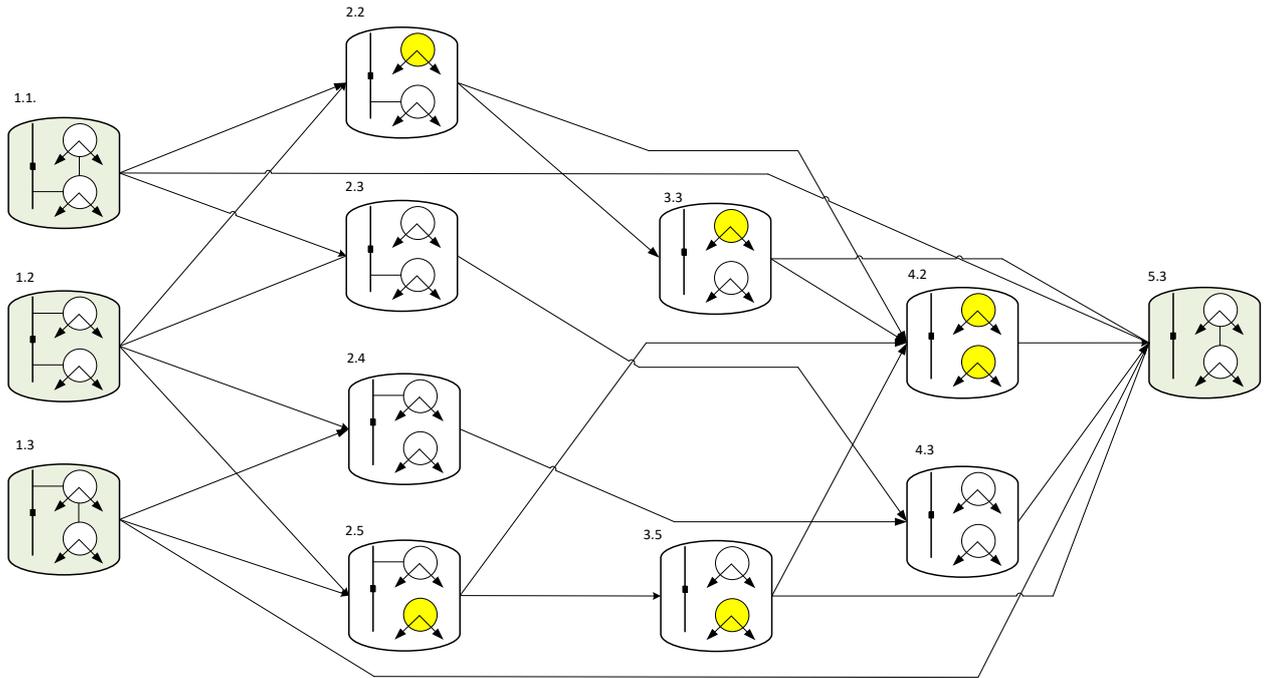


Рисунок 2.6.12 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при запрете параллельной работы и восстановлении нормального режима автономной работы с маршрутами по критерию сохранения максимального объема собственного электропотребления (с учетом ущербных состояний)

Маршруты восстановления НР параллельной работы по условию сохранения максимального объема электропотребления:

- 1.1→2.2→4.2→5.3; 1.1→2.2→3.3→5.3; 1.1→2.2→3.3→4.2→5.3;
- 1.1→2.3→4.3→5.3; 1.1→5.3
- 1.2→2.2→4.2→5.3; 1.2→2.2→3.3→5.3; 1.2→2.2→3.3→4.3→5.3;
- 1.2→2.3→4.3→5.3; 1.2→2.4→4.3→5.3; 1.2→2.5→4.2→5.3; 1.2→2.5→3.5→4.2→5.3; 1.2
- 2.5→3.5→5.3
- 1.3→2.5→4.2→5.3; 1.3→2.5→3.5→5.3; 1.3→2.5→3.5→4.2→5.3;
- 1.3→2.4→4.3→5.3; 1.3→5.3

На рисунке 2.6.13 представлены маршруты восстановления НР автономной работы с допущением, что во всех ущербных режимах не отключены потребители.

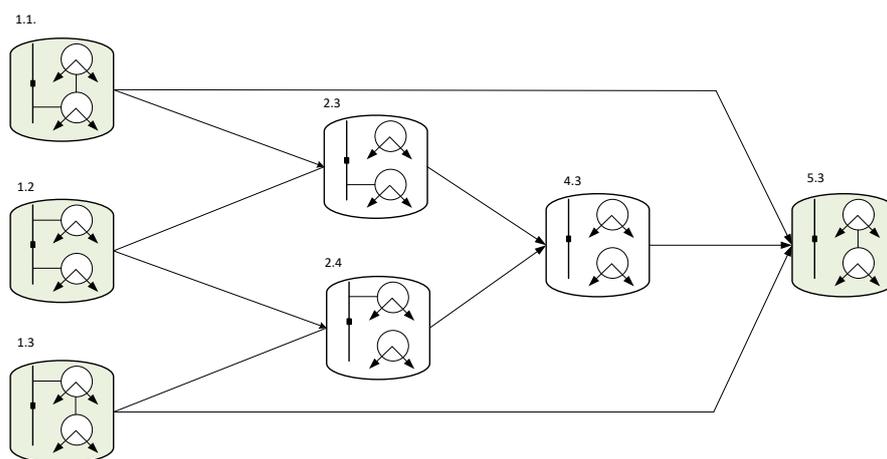


Рисунок 2.6.13 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при запрете параллельной работы и восстановлении нормального режима автономной работы с маршрутами по критерию сохранения максимального объема собственного электропотребления (без учета ущербных состояний)

Маршруты восстановления НР параллельной работы по условию сохранения максимального объема электропотребления:

- 1.1→5.3; 1.1→2.3→4.3→5.3
- 1.2→2.3→4.3→5.3; 1.2→2.4→4.3→5.3
- 1.3→5.3; 1.3→2.4→4.3→5.3

Сводка маршрутов восстановления НР автономной работы при однокритериальной и двухкритериальной оптимизации представлена в приложении А.

2.7 Восстановление нормального режима локальной системы энергоснабжения из аварийных состояний

Не всегда ЛСЭ будет находиться либо в НР параллельной работы или НР автономной работы и переходы между этими состояниями будут происходить по заранее намеченному маршруту, т.к. может случиться спорадическое аварийное возмущение, которое приведет ЛСЭ в одно из 18 состояний, из которого должен осуществляться оптимальный маршрут восстановления НР. Эти маршруты для разных критериев представлены в таблицах 8 и 9, где критерий 1 – критерий минимума ущербных состояний; критерий 2 – критерий минимального числа коммутационных операций; критерий 3 – критерий минимального числа операций с синхронизацией генераторов и частей ЛСЭ; критерий 4 – критерий сохранения максимального объема собственного электропотребления при переходе в автономный режим. Алгоритмом определения оптимальной траектории является алгоритм, представленный на рисунке 2.7.1.

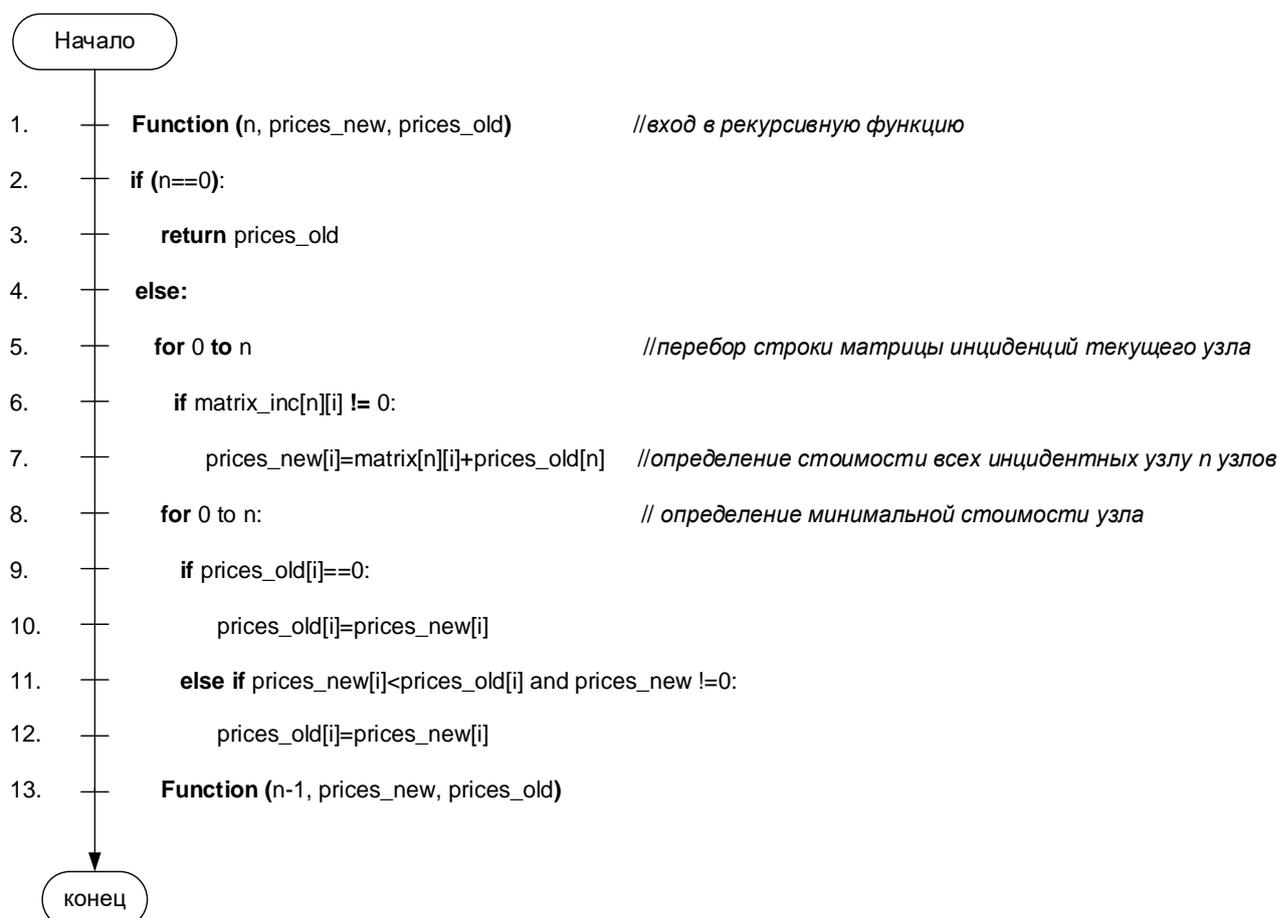


Рисунок 2.7.1 – Алгоритм поиска оптимальной траектории методом динамического программирования

Таблица 2.7.1 – Восстановление НР автономной работы при однокритериальной оптимизации

<i>Состояние</i>	<i>Критерий 1</i>	<i>Критерий 2</i>	<i>Критерий 3</i>	<i>Критерий 4</i>
2.1	2.1→4.1→5.2 2.1→3.2→5.1	2.1→3.1→5.2 2.1→3.2→5.1	2.1→3.1→5.1 2.1→3.2→5.1	-
2.2	-	2.2→4.2→5.3 2.2→3.3→5.1	2.2→4.2→5.3 2.2→3.3→5.3	2.2→4.2→5.3 2.2→3.3→5.3 2.2→3.3→4.2→5.3
2.3	2.3→4.3→5.3	2.3→4.3→5.3 2.3→3.5→5.3	2.3→4.3→5.3 2.3→3.5→5.3	2.3→4.3→5.3
2.4	2.4→4.3→5.3	2.4→4.3→5.3 2.4→3.3→5.3	2.4→4.3→5.3 2.4→3.3→5.3	2.4→4.3→5.3
2.5	-	2.5→4.2→5.3 2.5→3.5→5.3	2.5→4.2→5.3 2.5→3.5→5.3	2.5→4.2→5.3 2.5→3.5→5.3 2.5→3.5→4.2→5.3
2.6	2.6→4.1→5.2 2.6→3.6→5.4	2.6→3.6→5.4 2.6→3.4→5.4	2.6→3.6→5.4 2.6→3.4→5.4	-
3.1	-	3.1→5.1	3.1→5.1	-
3.2	3.2→5.1	3.2→5.1	3.2→5.1	-

<i>Состояние</i>	<i>Критерий 1</i>	<i>Критерий 2</i>	<i>Критерий 3</i>	<i>Критерий 4</i>
3.3	-	3.3→5.3 3.3→4.2→5.3 3.3→4.3→5.3	3.3→5.3	3.3→5.3 3.3→4.2→5.3
3.4	-	3.4→5.4	3.4→5.4	-
3.5	-	3.5→5.3 3.5→4.3→5.3 3.5→4.2→5.3	3.5→5.3	3.5→5.3 3.5→4.2→5.3
3.6	3.6→5.4	3.6→5.4	3.6→5.4	-
4.1	4.1→5.2	4.1→5.2	4.1→5.2	-
4.2	-	4.2→5.3	4.2→5.3	4.2→5.3
4.3	-	4.3→5.3	4.3→5.3	4.3→5.3

Восстановление НР параллельной работы при однокритериальной оптимизации приведено в приложении Б.

Выводы по главе 2

Нарушения нормального режима подразделяются на два вида: внезапные (аварийные), вызванные повреждением отдельных элементов сети и ремонтные, обусловленные вынужденными изменениями нормальной схемы сети.

С объединением ЛСЭ на параллельную работу с внешней электрической сетью значительно возрастает сложность предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, что вызывает необходимость передачи этой функции автоматике.

Нарушения электроснабжения могут носить локальный (повреждение сетевых элементов с нарушением путей питания электроприемников) и глобальный характер (погашение электрической станции и, соответственно всех электроприемников).

Проведенное исследование структур ЛСЭ и схемы их присоединения к внешним электрическим сетям выявило три основных класса объектов. Для каждой группы объектов могут быть составлены маршрутные карта смены состояний, с помощью которых можно оптимизировать и реализовывать смены нормальны состояний и переходы из ущербных режимов в нормальные режимы ЛСЭ.

Для различных критериев восстановления НР получены траектории движения ЛСЭ. Показаны возможности решения однокритериальной и многокритериальной по Паретто оптимизации маршрутов смены и восстановления нормальных состояний ЛСЭ. Для решения задачи эффективен метод динамического программирования в соответствии с принципом оптимальности Беллмана.

ГЛАВА 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА РАБОТАЮЩИХ ЭНЕРГООБЛОКОВ И ГРУППОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ЛОКАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ В НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ И ПРИ ИХ ВОССТАНОВЛЕНИИ

3.1 Процессы при регулировании частоты и перетоков активной мощности по связям локальной системы энергоснабжения с внешней мощной энергосистемой

Процессы в ЭЭС при нарушениях баланса активной мощности хорошо известны [66-70]. Так, на рис. 3.1.1 представлен процесс изменения частоты в концентрированной ЭЭС при возникновении существенного скачкообразного дефицита мощности и работе системы автоматического регулирования частоты.

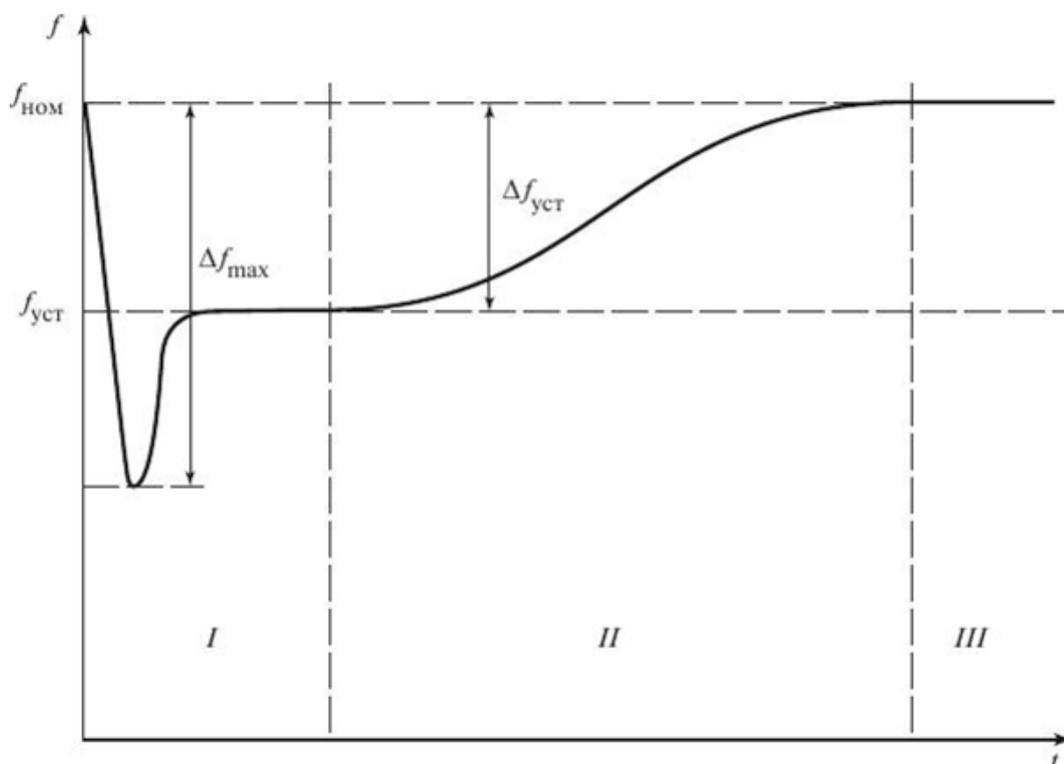


Рисунок 3.1.1 – График изменения частоты в концентрированной ЭЭС при возникновении скачкообразного дефицита активной мощности

- I. Фаза процесса с провалом (клевком) частоты с ее статическим восстановлением регуляторами первичного регулирования (АРЧВ)
- II. Фаза процесса в астатическом восстановлении частоты регуляторами вторичного регулирования (АРЧ)
- III. Фаза процесса с вводом резервных мощностей генерации для восстановления резерва вторичного регулирования

На рис. 3.1.2. представлена осциллограмма нерегулярных колебаний частоты напряжения на шинах 10 кВ газопоршневой электростанции мощностью 10 МВт (5*2 МВт), являющейся

основой ЛСЭ жилмассива «Березовое» г. Новосибирска на интервале 12 часов. Левый и правый участок осциллограммы соответствуют режиму параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью, а основной внутренний – автономному режиму. Осциллограмма отражает высокое качество частоты при параллельной работе ЛСЭ с ЕЭС России (колебания частоты в диапазоне +/- 5 МГц) и разительное его отличие в режиме автономной работы (колебания частоты в диапазоне + 40 - - 45 МГц). Следует также отметить, что в ночной период (спокойная нагрузка жилмассива) колебания частоты существенно снижаются (диапазон + 12 - - 22 МГц)

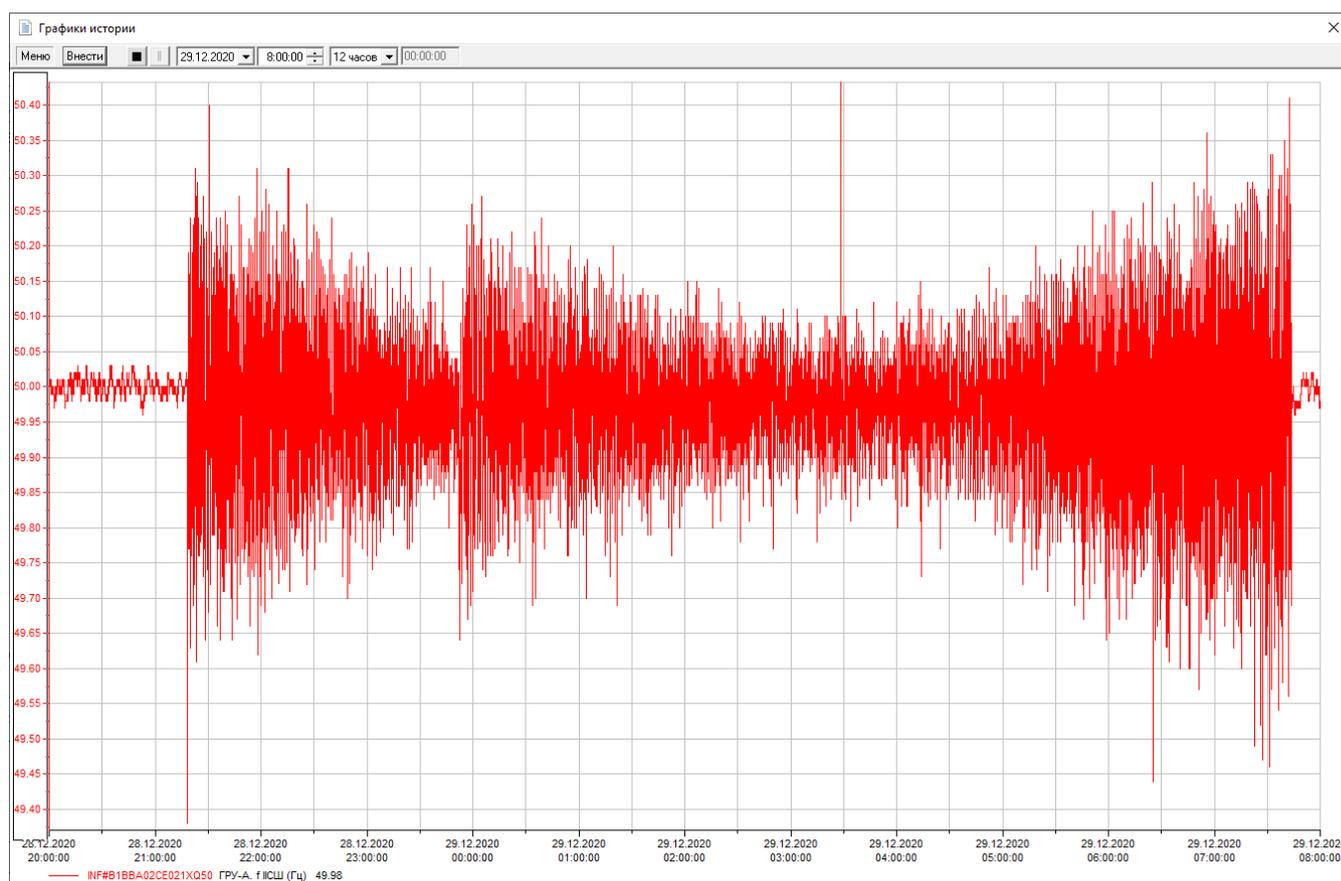


Рисунок 3.1.2 – Осциллограмма нерегулярных колебаний частоты в реальной ЛСЭ (28.12.2020 -29.12.2020) на интервале с 20:00 до 8:00 часов с режимом параллельной работы с внешней сетью (с 20:00 до 21:20) и последующим режимом автономной работы

3.2 Требования к регулированию частоты и перетоков мощности в ЕЭС России и автономно работающих энергосистемах

3.2.1 Общие требования к процессу регулирования частоты и мощности

Одной из основных особенностей ЛСЭ (Минигрид) является их обеспеченная управлением способность работы, как параллельно с внешней электрической сетью (ЕЭС России), так и автономно. Этим определяются требования к составу работающего генерирующего оборудования и системе регулирования частоты и обменной мощности.

Рассмотрим обязательные требования со стороны СО ЕЭС к участию генерации мощностью более 5 МВт в регулировании частоты в ЕЭС [71].

Все субъекты электроэнергетики, совместными усилиями, под координацией и при участии субъектов оперативно-диспетчерского управления должны непрерывно, круглосуточно регулировать текущий режим по частоте и перетокам активной мощности, обеспечивая:

- поддержание нормированного качества частоты, поставляемой потребителям электроэнергии;
- предотвращение нарушений нормального режима энергосистем путем ограничения перетоков мощности по связям и сечениям допустимыми пределами;
- сохранение нормального режима при внезапном возникновении расчетного небаланса мощности;
- предотвращение развития аварий в энергосистемах, срабатывания АЧР и разгрузки (по условиям безопасности) атомных электростанций при внезапном возникновении небаланса мощности;
- сохранение функционирования электростанций и энергоснабжения потребителей при авариях в энергосистемах, в том числе при разделении энергосистем на части, путем максимальной мобилизации регулировочной способности электростанций.

Электростанции (за исключением атомных) должны обеспечивать:

- поддержание заданной диспетчерскими графиками мощности при номинальной частоте;
- участие в общем первичном регулировании [71].

Регулирование частоты и перетоков мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования и действием операторов.

ОПРЧ должно осуществляться путем изменения мощности электростанций под воздействием систем первичного регулирования в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных только допустимым режимом работы оборудования.

НПРЧ должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), которые имеют требуемые технические характеристики первичного регулирования и на которых задается и постоянно поддерживается необходимый первичный резерв.

В режимах энергосистемы, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный первичный резерв, выдача мощности электростанциями НПРЧ должна осуществляться во всем диапазоне регулирования, ограниченном только допустимым режимом работы оборудования.

Вторичное регулирование осуществляется для:

- поддержания частоты в допустимых пределах;
- поддержания перетоков мощности по связям и сечениям в допустимых диапазонах;
- поддержания заданных резервов мощности;
- корректировки суммарных внешних перетоков мощности при изменении режимных условий;
- исполнения заданных диспетчерских графиков производства и потребления мощности субъектами электроэнергетики.

3.2.2 Требования к качеству регулирования частоты и перетоков мощности

В ЕЭС России должны выполняться следующие требования к качеству регулирования частоты и перетоков мощности:

- частота должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95% времени суток (предельно допустимый уровень $50 \pm 0,4$ Гц);
- средняя частота за любые 0,5 часа суток должна поддерживаться в пределах $50 \pm 0,01$ Гц;
- в нормальных условиях частота должна поддерживаться в пределах $50 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) и в пределах $50 \pm 0,2$ Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности с зарубежными странами средствами вторичного регулирования за время не более 15 минут;
- перегрузки транзитных связей и сечений при превышении максимально допустимых перетоков должны ликвидироваться
 - автоматически за время не более 5 минут,
 - оперативно (при отсутствии автоматического ограничения перетоков или его недостаточности) за время не более 20 минут.
- постоянное поддержание выделенными для НПРЧ электростанциями заданного первичного резерва;
- при отклонениях частоты до 0,2 Гц выдача всего первичного резерва мощности за время не более 30 секунд, при этом половина требуемой первичной мощности должна быть выдана за время не более 15 сек.;
- удержание электростанциями, участвующими в НПРЧ, пропорциональной отклонению частоты первичной мощности до восстановления частоты.

В изолированных энергосистемах:

- частота должна находиться в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95% времени суток (предельно допустимый уровень $50 \pm 0,4$ Гц);
- средняя частота за любые 0,5 часа суток должна поддерживаться в пределах $50 \pm 0,01$ Гц;

- перегрузки транзитных связей и сечений при превышении максимально допустимых перетоков должны ликвидироваться за время не более 5 минут [72-77].

К изолированным энергосистемам относятся специально поименованные достаточно крупные энергосистемы на территории России, однако, требования можно распространить и на ЛСЭ (МиниGRID), имеющих в своем составе коммунальную нагрузку.

3.2.3 Требования к первичному регулированию частоты

Все электростанции, за исключением атомных электростанций, должны участвовать в общем первичном регулировании частоты [72].

Обязательное участие электростанций в ОПРЧ обусловлено необходимостью готовности каждой электростанции к аварийному регулированию частоты в ЕЭС с использованием максимальных регулировочных возможностей.

Первичное регулирование частоты в ЕЭС России должно обеспечить устойчивую выдачу требуемой первичной мощности энергосистемы и ее удержание, начиная с момента возникновения отклонения частоты и заканчивая возвратом частоты к исходному номинальному уровню в результате действия вторичного регулирования, то есть в течение, как минимум, 15 минут.

Первичная мощность ЕЭС России должна быть полностью выдана при изменении частоты на $\pm 0,2$ Гц и более.

3.2.4 Требования ко вторичному регулированию частоты

В ЕЭС России во вторичном регулировании участвуют только крупные электростанции. В системах вторичного регулирования АРЧМ должны использоваться интегральные (пропорционально-интегральные) регуляторы, работающие в режиме on-line в замкнутом контуре регулирования с объектами управления.

Вторичное регулирование ЛСЭ частоты должно осуществляться только при переходе ЛСЭ в режим автономной работы. В автономном режиме ЛСЭ системы АРЧМ должны регулировать частоту по астатическому закону регулирования.

Вторичное регулирование обменного перетока ЛСЭ в режиме параллельной работы, в общем случае, должно выполняться по критерию сетевых характеристик, при котором регулируемым параметром (подлежащим сведению к нулю) является ошибка регулирования G (ошибка области регулирования - ACE, численно равная небалансу ЛСЭ), вычисляемая по выражению:

$$G = \Delta P_{об} + K_{ч} * \Delta f \quad (3.2.4.1)$$

где: $\Delta P_{об} = P_{об.з} - P_{об}$ – отклонение обменной мощности $P_{об}$ (суммарного внешнего перетока) от заданного значения $P_{об.з}$ при номинальной частоте МВт%; $\Delta f = f - f_3$ – отклонение частоты f от заданного значения f (нормально 50,0 Гц и $50 \pm 0,01$ Гц в период коррекции синхронного времени); $K_ч$ – заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц.

Суммарный внешний переток положителен при приеме мощности в энергосистему (области регулирования), отклонение частоты – при ее превышении заданного номинального значения.

Резервы вторичного регулирования

Для обеспечения эффективного вторичного регулирования в ЛСЭ должны создаваться и постоянно поддерживаться необходимые резервы вторичной мощности на загрузку и разгрузку.

Величина поддерживаемого резерва вторичной регулирующей мощности в ЛСЭ должна быть достаточной в нормальных режимах для подавления нерегулярных колебаний небаланса мощности, компенсации динамической погрешности регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки и компенсации наиболее вероятной аварийной потери генерации или потребления (принцип надежности $n - 1$).

3.3 Способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции локальной системы энергоснабжения, работающей параллельно с приемной энергосистемой

Для осуществления регулирования частоты и мощности в ЛСЭ, обеспечения высокого использования установленной мощности электростанции, надежности работы электростанции и электроснабжения потребителей, локальности управления режимом параллельной работы электростанции с приемной энергосистемой в работе *предложен способ* управления составом и загрузкой генераторов электростанции ЛСЭ, работающей параллельно с приемной энергосистемой [78].

В предложенном способе выбор состава, управление загрузкой генераторов станции в режиме ее параллельной работы с приемной энергосистемой производится отдельно для двух групп генераторов, одна из которых обеспечивает покрытие собственных нагрузок электростанции, а вторая – выдачу мощности в приемную энергосистему.

При возникновении запретов на параллельную работу, нарушениях электрических связей электростанции с приемной энергосистемой или нормального режима в приемной энергосистеме, разгрузкой или отключением второй группы генераторов с отключением выключателей фиксированного сечения электрических связей электростанции с приемной энергосистемой обеспечивается сбалансированное отделение электростанции с собственными нагрузками от приемной энергосистемы.

На рисунке 3.3.1 приведена упрощенная однолинейная схема электростанции с собственными нагрузками и линией электропередачи, связывающей электростанцию с приемной энергосистемой, устройствами управления составом и загрузкой генераторов электростанции, представляющая реализацию предлагаемого способа.

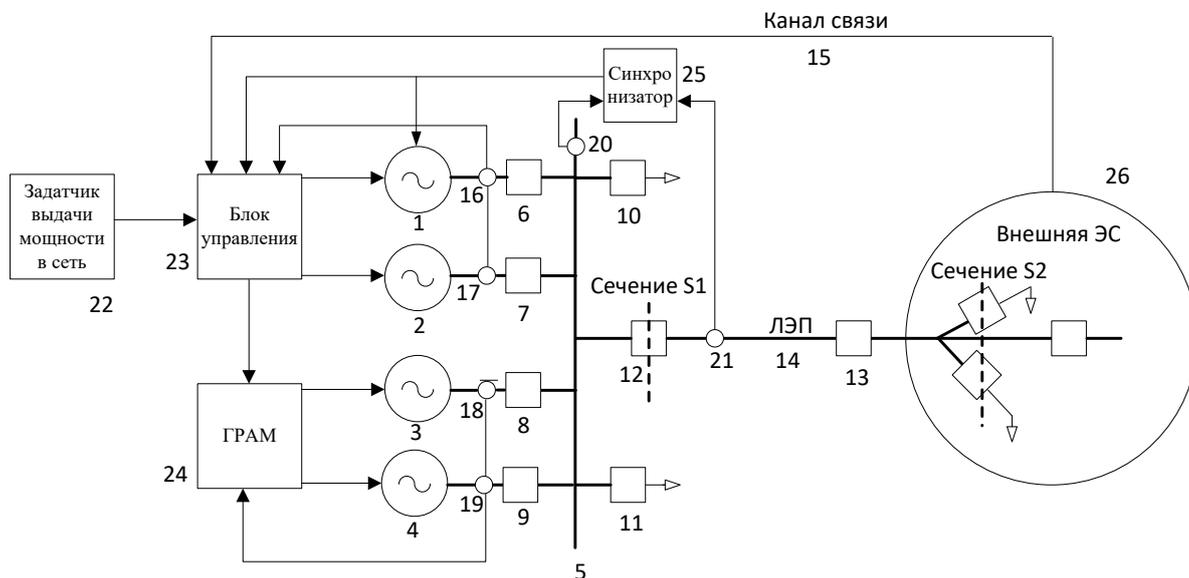


Рисунок 3.3.1 – Принципиальная схема ЛЭС с системой управления составом ГО и групповым регулированием мощности

Условные обозначения, используемые на рисунке 3.3.1:

- 1, 2 - генераторы работающие в режиме выдачи постоянной мощности,
- 3, 4 - генераторы, находящиеся в режиме группового регулирования мощности или в режиме регулирования с долевым участием в мощности ведущего генератора,
- 5 - сборная шина электростанции,
- 6 – 9 - выключатели генераторов,
- 10 и 11 - выключатели присоединенной нагрузки,
- 12 и 13 - выключатели линии электропередачи 14,
- 15- канал связи,
- 16 – 21 - точки измерения режимных параметров электростанции,
- 22 - задатчик выдаваемой генераторами 1 и 2 мощности,
- 23- блок управления режимами генераторов,
- 24- групповой регулятор активной мощности генераторов 3 и 4,
- 26 - синхронизатор 25 электростанции и приёмной энергосистемы.

На рисунке 3.3.2. представлен баланс мощности и энергии для электростанции с собственными нагрузками, связанной с приемной энергосистемой, на интервале постоянства состава работающих генераторов, применительно к примеру рис.3.3.1

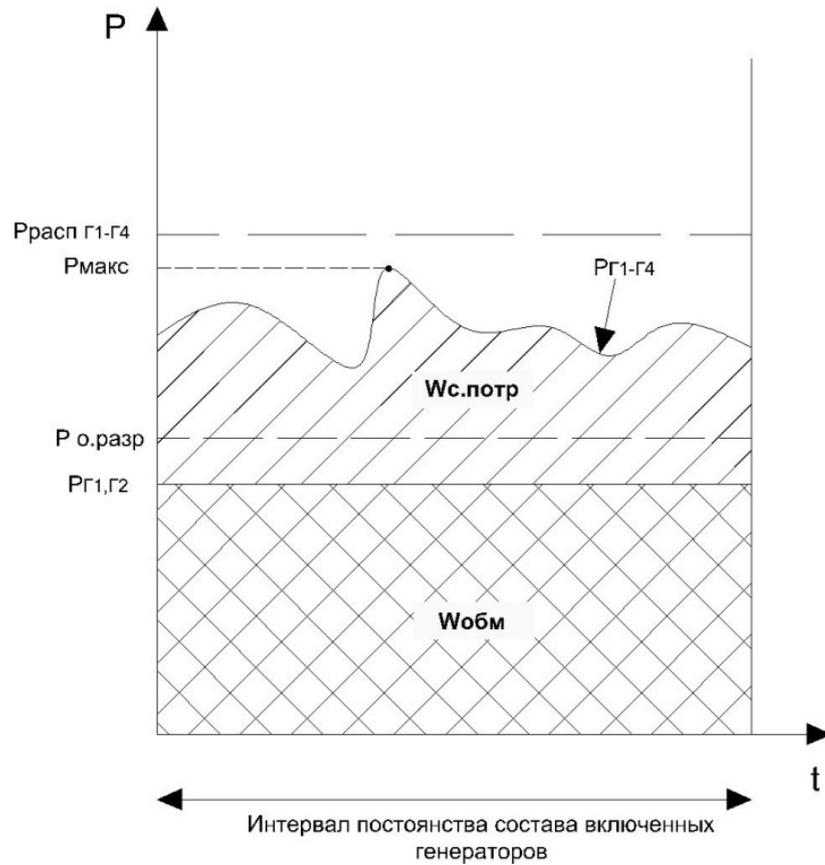


Рисунок 3.3.2 – Баланс мощности и энергии ЛЭС

Условные обозначения, использованные на рисунке 3.3.2:

$P_{Г1}, P_{Г2}$ – суммарная мощность генераторов 1 и 2, работающих на выдачу постоянной мощности в энергосистему 2б;

$P_{о.разр}$ – разрешённая обменная мощность между ЛЭС и энергосистемой 2б;

$P_{макс}$ – максимальная мощность нагрузки ЛЭС;

$P_{распГ1-Г4}$ – суммарная располагаемая мощность генераторов 1 – 4;

$P_{Г1-Г4}$ – суммарная мощность генераторов 1 – 4 электростанции;

$W_{обм}$ – обменная энергия ЛЭС и энергосистемы 2б;

$W_{с.потр}$ – энергия, потреблённая собственными нагрузками ЛЭС.

Способ осуществляется следующим образом:

а. Режим параллельной работы ЛЭС с внешней энергосистемой

Предположим, что на предшествующем указанному на рис.3.2.2 интервалу постоянства состава работающих генераторов работал только один генератор 4 в режиме регулирования выдачи нулевой мощности в энергосистему, т.е. следуя за собственными нагрузками электростанции. Генераторы 1, 2 и 3 были отключены.

Блок управления 23:

- по ретроспективным данным прогнозирует максимум собственной нагрузки ЛСЭ $P_{n\max}$ (Рис.3.2.2) для планируемого интервала времени постоянства состава включенных в работу генераторов,
- по условию превышения суммарной располагаемой мощности генераторов над прогнозируемым максимумом собственной нагрузки $P_c > k_n \cdot P_{n\max}$ с коэффициентом k_n , определяет минимально достаточный состав генераторов электростанции для покрытия максимума собственной нагрузки ЛСЭ (3 и 4),
- включает на параллельную работу с синхронизацией отключённый генератор 5,
- вводит включенные генераторы 3,4 в состав генераторов группового регулирования мощности с поддержанием нулевого перетока по сечению S1, что обеспечивает следование генерации электростанции за собственной нагрузкой ЛСЭ.

При условии, что не все генераторы электростанции были включены и введены в режим следования генерации электростанции за собственной нагрузкой, блок управления 23:

- с целью максимального использования установленной мощности электростанции для выработки электроэнергии ($P_c \rightarrow \max$) с учетом ограничения на передаваемую мощность по сечению S1, определяет минимально достаточный состав генераторов электростанции (1, 2) для выдачи в приемную энергосистему мощности, максимально близкой к разрешённой обменной мощности с приемной энергосистемой 26, но не превосходящую её,
- включает на параллельную работу с синхронизацией отключённые генераторы 12 и загружает их до суммарного уровня, равного уставке задатчика выдачи мощности в приёмную энергосистему 22, выбранной при соблюдении условия $P_{\text{выд}} < P_{\text{о.разр}}$ - не превышения над разрешённой обменной мощностью электростанции с приемной энергосистемой 26 и условия $P_{\text{выд}} < P_{\text{расп}}$ - не превышения над суммарной располагаемой мощностью генераторов, включённых в режим выдачи мощности в приемную энергосистему 26,
- переводит генераторы, входящие в состав генераторов группового регулирования мощности 3,4, в режим поддержания перетока по сечению S1, равного $P_{\text{выд}}$ ($P_{г1,г2} - P_{\text{выд}} = 0$), что обеспечивает следование генерации электростанции за собственной нагрузкой и

поддержание стабильности мощности, выдаваемой электростанцией в приёмную энергосистему 26.

В результате генераторы 1 и 2 (рис.3.3.1) загружены до суммарного уровня $P_{Г1} + P_{Г2}$, равного уставке задатчика выдачи мощности в приёмную энергосистему 22, выбранной при соблюдении условия ($P_{Г1} + P_{Г2} < P_{o.разр}$) не превышения разрешённой обменной мощности электростанции с приёмной энергосистемой 26. По сравнению с режимом изолированной работы, использование установленной мощности электростанции выше на величину $P_{Г1} + P_{Г2}$, ограниченную условием выдачи максимальной мощности в приёмную энергосистему $P_{Г1} + P_{Г2} < P_{o.разр}$.

b. При возникновении нарушений электрических связей электростанции и приёмной энергосистемы или нормального режима

Деление электрической связи электростанции и энергосистемы 26 производится по фиксированному сечению S1 в электрической сети электростанции отключением выключателя 12 с одновременной аварийной разгрузкой и отключением от сборной шины 5 выключателями 6 и 7 генераторов 1 и 2, работавших в режиме выдачи мощности $P_{Г1} + P_{Г2} < P_{o.разр}$ в энергосистему 26.

При отключении выключателя 12 и генераторов 1 и 2 Блок управления 23 даёт команду групповому регулятору активной мощности 24 на перевод генераторов 3 и 4 в режим регулирования частоты.

В результате электростанция отделяется от энергосистемы 26 сбалансировано ($P_{Г3} + P_{Г4} = P_n$) с количеством генераторов и выдаваемой ими мощностью, обеспечивающими бесперебойность электроснабжения потребителей.

c. При возникновении запрета на параллельную работу электростанции и приёмной энергосистемы

Запрет параллельной работы электростанции с приёмной энергосистемой поступает на блок управления 23 по каналу связи 15 от приёмной энергосистемы 26 или сформированным локально на электростанции.

Блок управления 23:

- разгружает генераторы 1 и 2 до нуля, контролируя мощность в точках измерений 6, 7 и 12,
- даёт команды на отключение выключателя 12, разрывая электрическую связь электростанции и приёмной энергосистемы 26 по линии электропередачи 14 по фиксированному

сечению S1 в электрической сети электростанции, и отключение выключателей 6 и 7 генераторов 1 и 2 от сборной шины электростанции 5,

- даёт команду групповому регулятору активной мощности 24 на перевод генераторов 3 и 4 в режим регулирования частоты.

Электростанция отделяется от энергосистемы 26 сбалансировано ($P_{Г3} + P_{Г4} = P_n$) с количеством генераторов и мощностью, обеспечивающими бесперебойность электроснабжения потребителей ($P_c > k_n \cdot P_{n\max}$) с учётом погрешности измерений и ошибки прогнозирования мощности на текущем интервале времени постоянства состава включенных в работу генераторов.

d. При восстановлении условий параллельной работы (снятии запрета на параллельную работу) электростанции и приёмной энергосистемы и нормальности напряжения на шинах приемной энергосистемы

Снятие запрета параллельной работы электростанции с приёмной энергосистемой поступает на блок управления 23 по каналу связи 15.

Блок управления 23 даёт команду синхронизатору 25 для выполнения активной синхронизации электростанции с приёмной энергосистемой 26 путем группового регулирования мощности генераторов 3 и 4.

При выполнении условий точной синхронизации между электростанцией и приёмной энергосистемой 26 синхронизатор даёт команду на включение выключателя 12, создавая электрическую связь электростанции и приёмной энергосистемы 26 по линии электропередачи 14.

После включения электростанции на параллельную работу с приемной энергосистемой 26 Блок управления 23:

- включает с синхронизацией ранее отключенные генераторы 1 и 2, выделенные для режима выдачи постоянной мощности, равной уставке задатчика выдачи мощности 22 в приёмную энергосистему 26.

- переводит генераторы 1 и 2 в режим выдачи постоянной мощности и загружает их до значений в сумме равных уставке задатчика выдачи мощности 22 в приёмную энергосистему 26, контролируя значения мощности в точках измерений 16, 17 и 21.

В результате восстанавливается режим параллельной работы электростанции с внешней энергосистемой и выдачей в энергосистему избыточных мощностей генераторов 1 и 2.

Таким образом, предлагаемый способ обеспечивает высокое использование установленной мощности электростанции, надёжность работы электростанции и электроснабжения потребителей, локальность управления режимом параллельной работы

электростанции с приемной энергосистемой (т.к. системой управления используются только параметры оборудования, режима и устройства, доступные на самой электростанции).

3.4 Выбор состава работающего генерирующего оборудования электростанции локальной системы электроснабжения

ЛСЭ по своему предназначению, типу и составу генерирующего оборудования весьма разнообразны, поэтому ограничимся рассмотрением задачи ВСГО применительно к сбалансированной по мощности ЛСЭ на базе когенерационной электростанции (КоТЭС), осуществляющей снабжение потребителей электрической и тепловой энергией, работающей в основной климатической зоне России, т.е. в зоне где потребность в тепловой энергии существенно выше потребности в электрической энергии.

В данной работе в качестве примера такой ЛСЭ выступает ЛСЭ жилмассива «Березовое» г. Новосибирска. Соответственно, генерирующие установки представляют собой газопоршневые энергоблоки (5*2 МВт) и газовые котлы (2*8 + 10 МВт). При этом суммарный максимум электрической нагрузки составляет 7.2 МВт.

Представленные особенности ЛСЭ позволяют обосновать критерии ВСГО для режима автономной и параллельной с внешней электрической сетью работы ЛСЭ:

- Для режима параллельной работы это максимальная выработка электроэнергии с учетом возможностей выдачи энергии во внешнюю сеть, т.к. при этом вырабатывается максимум когенерационного тепла, что снижает расход газа на газовых котлах, повышает КИУМ энергоблоков и, соответственно, снижает срок окупаемости электростанции.
- Для режима автономной работы - это критерий $n+1$, означающий, что в работе должны находиться $n+1$ энергоблоков, где n – число энергоблоков, необходимых для покрытия нагрузки ЛСЭ, а дополнительный блок для выполнения требований по надежности электроснабжения.

Решение задачи ВСГО на примере электростанции ЛСЭ жилмассива «Березовое» г. Новосибирск.

Введем обозначения:

n – общее число работающих под нагрузкой энергоблоков (on load) (1-5)

n_c – число сохраняемых работающих под нагрузкой энергоблоков (on load) (1-5)

n_o – число работающих под нагрузкой энергоблоков (on load), отключаемых

противоаварийной автоматикой сбалансированного отделения ЛСЭ от внешней энергосистемы (1-4)

$\Delta P_{б+}$ - допустимый наброс мощности на энергоблок (200 кВт)

$\Delta P_{б-}$ - допустимый сброс мощности энергоблока (150 кВт)

Рсеч. макс. – максимальный разрешенный переток по сечению (4500 кВт)

Рсеч. мин. – минимальный разрешенный переток по сечению (0 кВт)

Рсеч. – текущая нагрузка сечения

Рс. макс. – максимальная допустимая мощность сохраняемого энергоблока

Рс. мин. – минимальная допустимая мощность сохраняемого энергоблока

Ро. макс. – максимальная допустимая мощность отключаемого выключателем энергоблока (1000 кВт)

Ро. мин. – минимальная допустимая мощность отключаемого выключателем энергоблока (1000 кВт)

а) Режим параллельной работы без выдачи средней свободной мощности во внешнюю электрическую сеть (работа в коридоре допустимых небалансов)

В этом режиме работающие энергоблоки работают с выдачей заданной мощности. Задание дает автооператор и корректирует по мере необходимости. Мощность между энергоблоками динамически не перераспределяется. Динамические небалансы компенсируются изменениями внешнего перетока.

- При суммарной нагрузке менее 1950 кВт, но более 1000 кВт – в работе 1 энергоблок.

Загрузка сечения должна поддерживаться в диапазоне $0 < P_{сеч.} < 150$ кВт.

- При суммарной нагрузке более 2000 кВт условие выбора работающего состава и режима энергоблоков:

$$1000 < P_i < 1500 + 150 = 1650 \text{ кВт,}$$

где 1000 - технологический минимум, 1650 предел устойчивости при распределении нагрузки между энергоблоками с учетом допустимого сброса мощности (150 кВт) и устойчивости перераспределения нагрузки после спорадического отключения и перехода в автономный режим (1500 кВт).

Переток по внешнему сечению должен поддерживаться в диапазоне

$$0 < P_{сеч.} < P_{сеч. макс. по устойчивости},$$

где Рсеч. макс. по устойчивости определяется допустимым сбросом нагрузки работающей группы генераторов (Рсеч. макс. по устойчивости = $n_c \cdot 150$ кВт).

Соответственно имеем: при $n_c=5$ – 750 кВт, при $n_c=4$ – 600 кВт, при $n_c=3$ – 450 кВт, при $n_c=2$ – 300 кВт.

в) Режим параллельной работы с внешней электрической сетью с отключением энергоблоков (режим максимальной выдачи свободных мощностей во внешнюю электрическую сеть)

Отключаемые энергоблоки исходно должны иметь загрузку от 1000 кВт до 1300 кВт, т.к. ниже нельзя из-за технологического минимума, а выше – из-за предельно допустимого выбега ротора по частоте при отключении нагруженного энергоблока.

Допустимая загрузка сохраняемых энергоблоков

$$1000 < P_i < 1500+150=1650 \text{ кВт.}$$

Загрузка внешнего сечения определяется допустимостью сбросов и набросов мощности на сохраняемых энергоблоках.

Соответственно имеем:

Для отключаемого *одного* энергоблока

при $n_c=4$

Рсеч. макс. по устойчивости 1700 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 200 кВт,

при $n_c=3$

Рсеч. макс. по устойчивости 1450 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 400 кВт,

при $n_c=2$

Рсеч. макс. по устойчивости 1300 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 400 кВт,

Для отключаемых *двух* энергоблоков при *трех* сохраняемых ($n_c=3$)

Рсеч. макс. по устойчивости 2450 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 1400 кВт,

при $n_c=2$

Рсеч. макс. по устойчивости 2300 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 1600 кВт,

при $n_c=1$

Рсеч. макс. по устойчивости 3150 кВт.

Рсеч. мин. по устойчивости 2800 кВт.

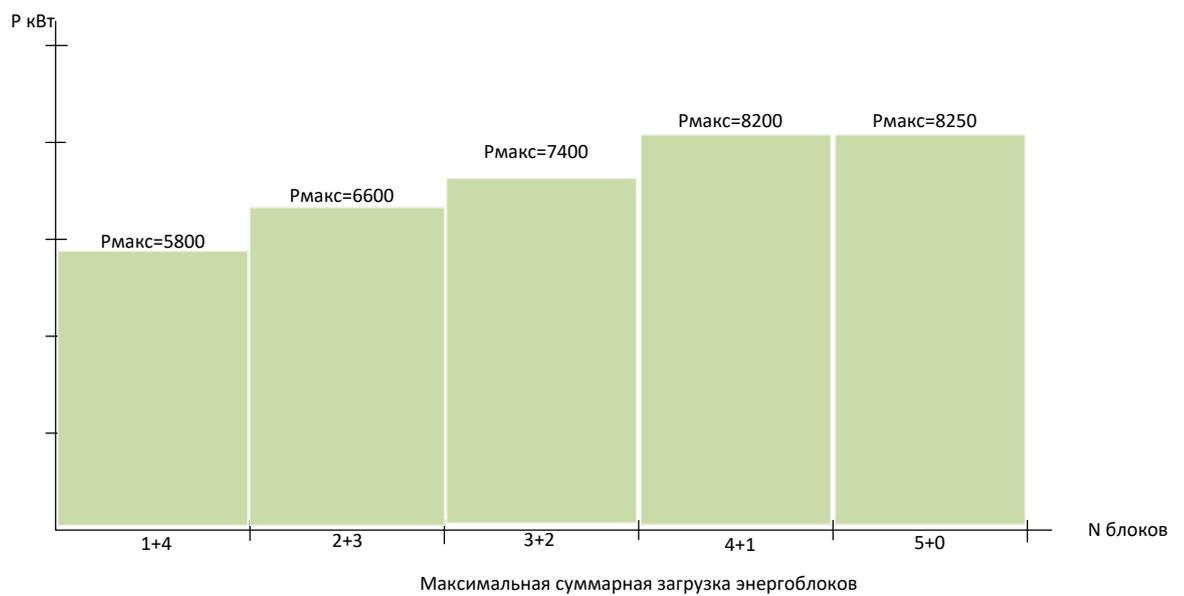
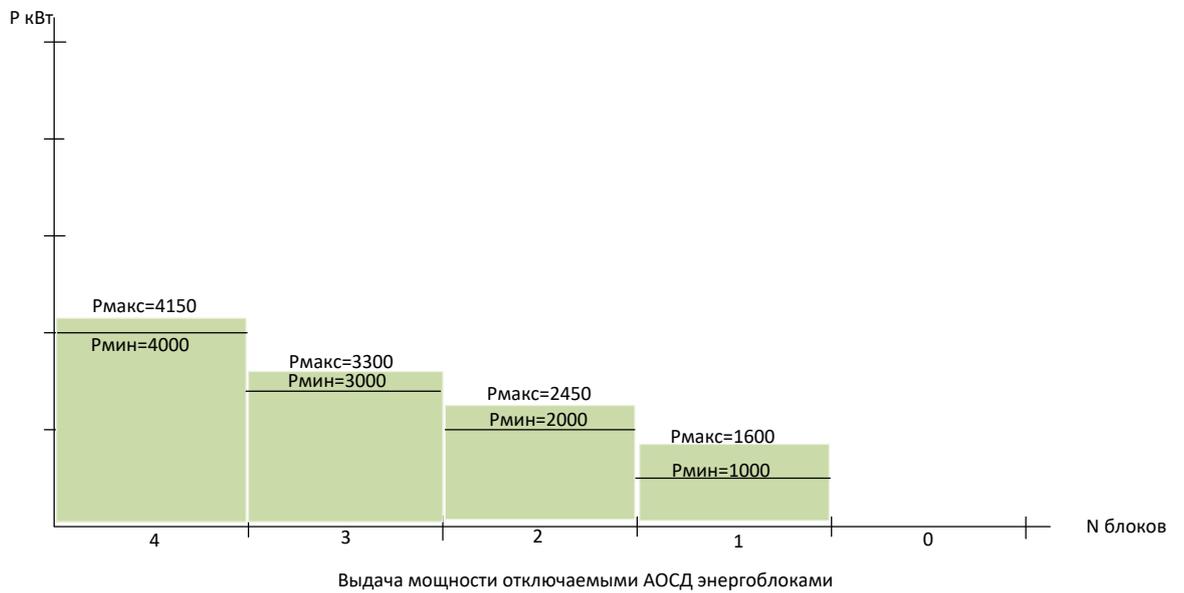
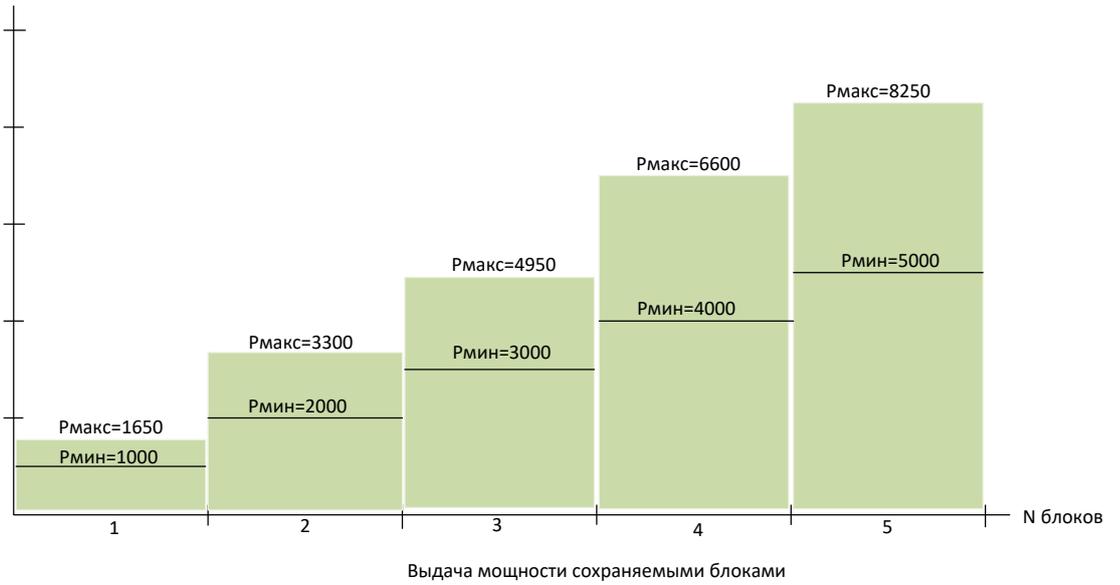


Рисунок 3.4.1 – Графическая иллюстрация допустимой загрузки энергоблоков и выдачи мощности во внешнюю электрическую сеть в режиме параллельной работы

3.5 Описание автоматической системы регулирования частоты и мощности, реализованной в локальной системы энергоснабжения жилмассива «Березовое»

Система АРЧМ состоит из:

- Штатных регуляторов оборотов газопоршневых двигателей, реализованных в модулях управления каждого энергоблока (Производитель Caterpillar)
- Системы выравнивания нагрузки энергоблоков, использующей обмен данными о загрузке генераторов по CAN шине, также реализованной в модулях управления каждого энергоблока (Производитель Terberg, Голландия)
- Системы управления составом и загрузкой энергоблоков для параллельного режима работы ЛСЭ с внешней электрической сетью, реализованной в составе системной автоматики ЛСЭ (Разработчик – ООО «Модульные системы Торнадо», НГТУ)

Работа АРЧМ в автономном режиме ЛСЭ

Баланс мощности в ЛСЭ поддерживается дежурным персоналом или автооператором путем изменения числа включенных генераторов и регуляторами оборотов двигателей со статизмом 4-5%, при этом неравномерность их загрузки компенсируется работой системы выравнивания загрузки. Алгоритм выравнивания состоит в выявлении энергоблоков с минимальной и максимальной загрузкой с последующей корректировкой уставок их регуляторов по частоте соответственно для повышения и снижения частоты.

Работа АРЧМ в режиме параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью

Основным режимом параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью является режим работы энергоблоков в, так называемом, «коридоре допустимых небалансов», при котором мощность энергоблоков задается внешними постоянными сигналами по аналоговым каналам 4-20 мА, и регулируется только регуляторами частоты вращения двигателей. Т.е. системная автоматика осуществляет разомкнутое управление мощностью энергоблоков для задания желаемой выдаваемой мощности, а РЧВ осуществляют независимое регулирование мощности по отклонению частоты (ОПРЧ).

При этом, состав работающих энергоблоков и желаемая загрузка задаются автооператором, а ширина коридора допустимых небалансов определяется допустимостью набросов / сбросов мощности на энергоблоки (+/- 150 кВт на каждый работающий энергоблок) при спорадическом отделении ЛСЭ от внешней электрической сети (сбросе обменного перетока мощности).

При работе в «коридоре допустимых небалансов» при приближении к границе коридора осуществляется корректировка желаемой загрузки энергоблоков для ввода режима в середину коридора. Необходимость корректировок обусловлена изменением собственной нагрузки ЛСЭ и

производится, как правило, с частотой 1-2 раза час. Длительность корректировки составляет 60-75 с. Корректировка осуществляется только при условии нахождения частоты в зоне мертвой полосы ОПРЧ, т.е. не препятствует его работе.

3.6 Требования к участию электростанции локальной системы энергоснабжения в ОПРЧ и способы проверки соответствия (на примере локальной системы энергоснабжения ЖМ «Березовое»)

Для подтверждения возможности участия станции ЛСЭ в ОПРЧ необходимо проверить удовлетворяет ли она всем требованиям ОПРЧ. В таблице 3.6 приведены нормативные требования к ОПРЧ для станции ЛСЭ и способы их проверки.

Таблица 3.6 – Требования генераторов ЛСЭ к участию в ОПРЧ

№	Показатель	Требование	Но- мер в [79]	Прим	Способ проверки
1	статизм первичного регулирования	4,0 - 5,0 процентов	8б	Обеспечивает ся настройкой АРЧВ двигателей	Измерение S в автономном режиме при подключении и отключении балластной нагрузки 250 кВт
2	«мертвая полоса» первичного регулирования	не должна превышать 50,000±0,075 Гц.	8г	Обеспечивает ся настройкой АРЧВ двигателей	Проверяется в режиме параллельной работы ЛСЭ с внешней сетью при малых изменениях частоты по реакции выдаваемой генераторами мощности
3	регуляторы активной мощности	должны быть оснащены частотными корректорами	8в	АРМ нет	-
4	система автоматического управления и технологических режимов работы, препятствующих изменению мощности генерирующего оборудования при изменениях частоты	Использование не допускается	11	нет	-

№	Показатель	Требование	Но- мер в [79]	Прим	Способ проверки
5	регуляторы активной мощности	должны быть оснащены частотными корректорами и не должны препятствовать действию регулятора частоты вращения турбины.	16	-	-
6	настройки частотного корректора регулятора активной мощности	должны соответствовать характеристикам РЧВ	17	-	-
7	технологическая автоматика генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона	должна обеспечивать поддержание требуемого регулятором частоты вращения турбины значения первичной мощности.	18	Обеспечивается АРЧВ двигателей	В режиме параллельной работы задаваемые генераторам мощности должны быть в диапазоне 1000 – 1800 кВт
8	автоматика электростанции	должна обеспечивать сохранение устойчивой работы основного и вспомогательного оборудования и поддержание технологических параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений, установленных эксплуатационной документацией при выходе частоты за пределы регулировочного диапазона	19	Обеспечивается при переходе в автономный режим по управлением автооператора при отклонениях частоты более +/- 0.2 Гц	Подтверждается опытом с устойчивым переходом в автономный режим
9	групповые регуляторы активной мощности	не должны блокировать действия РЧВ и регуляторов активной мощности с частотными корректорами.	20	Не работают в режиме пар.работы	-

№	Показатель	Требование	Но- мер в [79]	Прим	Способ проверки
10	устройства, обеспечивающие участие ГО в ОПРЧ	должны использовать только измерения частоты вращения турбины.	21	да	Подтверждается документацией
11	изменение активной мощности ГО в процессе первичного регулирования при скачкообразном изменении частоты	должно носить устойчивый апериодический характер	22	Обеспечивается настройками РЧВ	Подтверждается осциллограммами процесса при сбросах/набросах нагрузки в автономном режиме
12	отклонение фактической мощности ГО от требуемой величины задания активной мощности в установившемся режиме при скачкообразном изменении частоты	должно быть не более ± 1 процент от номинальной мощности генерирующего оборудования	22	+/- 20 кВт	Подтверждается осциллограммами процесса при сбросах/набросах нагрузки в автономном режиме

Прим. Параметры ОПРЧ определяются на основе обработки регистраций процессов изменения частоты и суммарной мощности генераторов с помощью встроенного в ПТК системной автоматики ЛСЭ «Березовое» осциллографа, обеспечивающего измерение частоты на шинах ТЭС и суммарной мощности, выдаваемой включенными в работу ГПУ с усреднением 1 с.

3.7 Адаптивные алгоритмы регулирования частоты и мощности локальной системы энергоснабжения

3.7.1 Алгоритм регулирования мощности ведущего генератора (по заданным частоте (индивидуально и в качестве ведущего в группе) или заданной активной мощности генератора или одного из 3-х сечений)

Способ регулирования:

- поддержание частоты на шинах генератора на уровне заданной уставки,
- поддержание заданной мощности генератора или мощности заданного сечения (сечения – СВ, S1, S2) по принципу обратной связи,
- закон регулирования – пропорционально-интегральный.

Все цели достигаются в пределах возможностей и ограничений. Для регулирования используются средние за заданный интервал значения (0,1 - 1 с) входных параметров.

Обозначения глобальных переменных:

- внешние – EG32 + обозначение в алгоритме,
- внутренние – IG32 + обозначение в алгоритме.

Входные переменные:

EG32f₁, EG32P_{Г1}, EG32P_{сеч1}, EG32P_{сеч2}, EG32P_{св}

EG32C₁₁, EG32C₂₁

EG32f_{уст1}, EG32P_{Г уст1}, EG32P_{уст сеч1}, EG32P_{уст сеч2}, EG32P_{уст св}

EG32k₁, EG32K_{пр1}, EG32k₂, EG32K_{пр2}

Выходные переменные: IG32U_{дв1}

Алгоритм представлен на рисунке 3.7.1. Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.7.1.

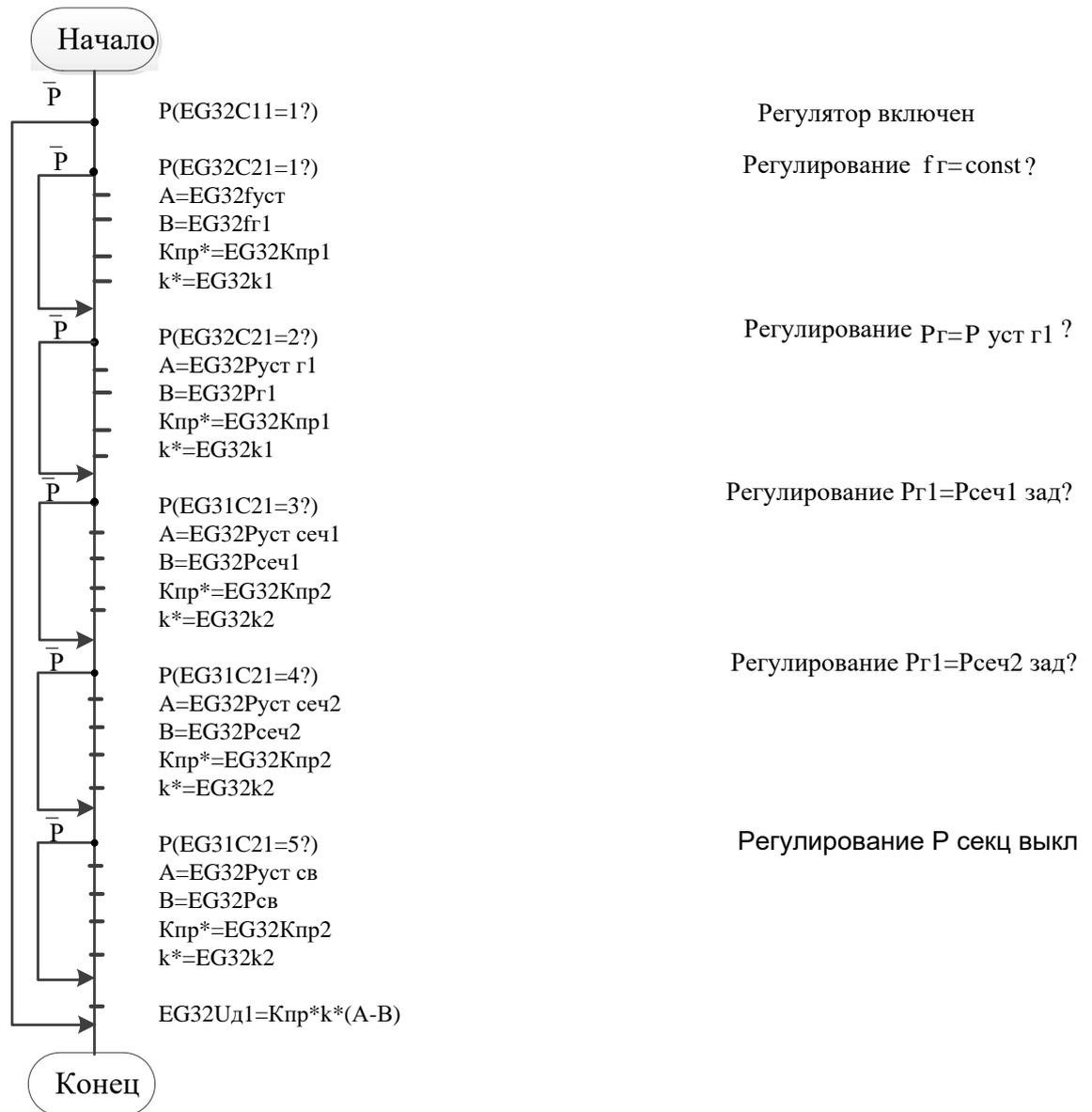


Рисунок 3.7.1 – Алгоритм регулирования мощности ведущего генератора (по заданным частоте (индивидуально и в качестве ведущего в группе) или заданной активной мощности генератора или одного из 3-х сечений)

Следует учесть, что часть задаваемых оператором параметров меняется автооператором при изменении режимов станции. Необходимо также поддерживать два начальных запуска регуляторов:

- при инициализации системы – по заданным оператором уставкам и структурным параметрам;
- при автоматическом перезапуске системы – по предшествующим значениям.

Таблица 3.7.1 – Переменные алгоритма

Характер		Технологическое содержание	Обозначение в алгоритме	В БД	Обозначение в программе	
Входные	Используемые	Средняя частота ген.	EG32f ₁	Измер.	МКА01СЕ501ХQ01	
		Средняя Р генератора	EG32P _{Г1}	Измер.	МКА01СЕ101ХQ01	
		Средняя Р сечения S1	EG32P _{сеч1}	Измер.	АКА07СЕ101ХQ01	
		Средняя активная мощность сечения S2	EG32P _{сеч2}	Измер.	АКА07СЕ102ХQ01	
		Средняя активная мощность СВ	EG32P _{св}	Измер.	АКА07СЕ103ХQ01	
	Задаваемые оператором	Изменяемые	Рабочее состояние регулятора	EG32C ₁₁	Задан.	МКА01ДЕ101ХС55
			Тип регулирования	EG32C ₂₁	Задан.	МКА01ДЕ201ХУ55
			Уставка по частоте	EG32f _{уст1}	Задан.	МКА01ДЕ301ХQ55
		Неизменяемые	Уставка по мощности генератора	EG32P _{Г уст1}	Задан.	МКА01ДЕ401ХQ55
			Уставка по мощности сечения S1	EG32P _{уст сеч1}	Задан.	МКА01ДЕ402ХQ55
			Уставка по мощности сечения S2	EG32P _{уст сеч2}	Задан.	МКА01ДЕ403ХQ55
			Уставка по мощности СВ	EG32P _{уст св}	Задан.	МКА01ДЕ404ХQ55
			Коэффициент усиления регулятора по частоте	EG32k1	Задан.	МКА01ДЕ601ХQ55
			Коэффициент усиления регулятора по мощности	EG32k2	Задан.	МКА01ДЕ701ХQ55
			Коэффициент соответствия сигнала управления по частоте	EG32Kпр1	Задан.	МКА01ДЕ801ХQ55
			Коэффициент соответствия сигнала управления по мощности	EG32Kпр2	Задан.	МКА01ДЕ901ХQ55
			Выходные	Выходное напряжение регулятора	IG32U _{дв1}	Выд

3.7.2 Регулирование мощности ведомого генератора (индивидуально регулирующий частоту, ведомый в группе при автономном режиме, задающий переток при параллельной работе)

Способ регулирования в автономном режиме:

- Поддержание частоты на шинах генератора на уровне заданной уставки в режиме индивидуальной работы,
- поддержание заданной мощности генератора в режиме параллельной работы,
- поддержание заданной доли мощности от ведущего генератора группы (Γ_1), по принципу обратной связи.

Все цели достигаются в пределах возможностей и ограничений.

Для регулирования используются средние за заданный интервал значения ($0,1 - 1$ с) входных параметров.

Обозначения глобальных переменных:

- внешние – EG32 + обозначение в алгоритме,
- внутренние – IG32 + обозначение в алгоритме.

Входные переменные:

EG32f Γ_2 , EG32f $\Gamma_{2уст}$, EG32P Γ_2 , EG32P $\Gamma_{2уст}$, EG32P Γ_1 , EG32k $^{\wedge}$ *P $\Gamma_{1уст}$,
EG32k1.2, EG32Kпр1.2, EG32k2.2, EG32Kпр2.2, EG32C12, EG32C22

Выходные переменные: IG32U $_{дв2}$

Алгоритм представлен на рисунке 3.7.2. Описание переменных алгоритма дано в таблице 3.7.2.

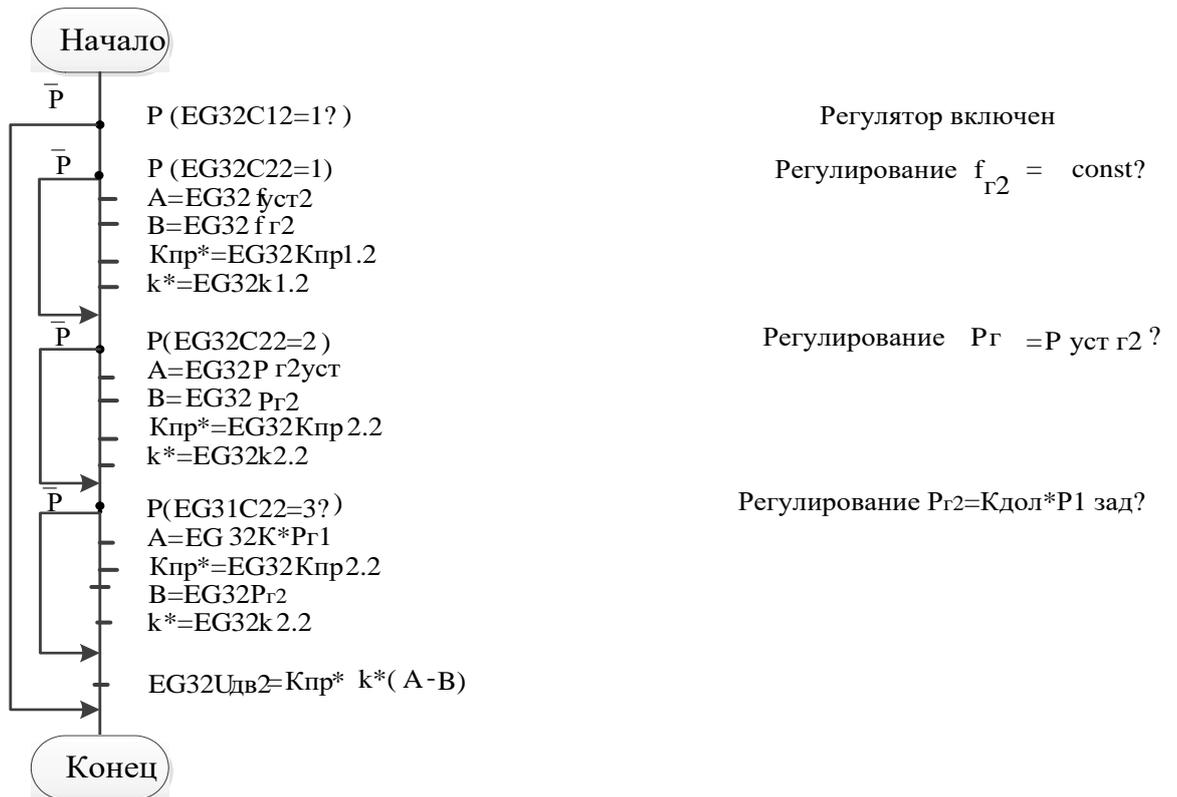


Рисунок 3.7.2 – Алгоритм регулирования мощности ведомого генератора (индивидуально регулирующий частоту, ведомый в группе при автономном режиме, задающий переток при параллельной работе)

Таблица 3.7.2 – Переменные алгоритма

Характер	Технологическое содержание	Обозначение в алгоритме	В БД	Обозначение в программе
Входные	Средняя частота генератора	EG32 f_{r2}	Измер	МКА02DE102XC55
	Средняя активная мощность генератора 2	EG32 P_{r2}	Измер	МКА02DE103XC55
	Средняя активная мощность генератора 1	EG32 P_{r1}	Измер	МКА02DE104XC55
	Рабочее состояние регулятора	EG32 C_{12}	Задан.	МКА02DE101XC55
	Тип регулирования	EG32 C_{22}	Задан.	МКА02DE201XU55
	Уставка по частоте	EG32 $f_{r2уст}$	Задан.	МКА02DE301XQ55

Характер	Технологическое содержание	Обозначение в алгоритме	В БД	Обозначение в программе
Входные	Уставка по мощности генератора	EG32P _{Г2уст}	Задан.	МКА02DE401XQ55
	Уставка по доли мощности генератора 1	EG32kP _{Г1уст}	Задан.	
	Коэффициент усиления регулятора по частоте	EG32k1.2	Задан.	МКА02DE601XQ55
	Коэффициент усиления регулятора по мощности	EG32k2.2	Задан.	МКА02DE701XQ55
	Коэффициент соответствия сигнала управления по частоте	EG32Kпр1.2	Задан.	МКА02DE801XQ55
	Коэффициент соответствия сигнала управления по мощности	EG32Kпр2.2	Задан.	МКА02DE901XQ55
Выходные	Выходное напряжение регулятора	IG32U _{дв2}	Выд	

Выводы по главе 3

- Сформулированы задачи ВСГО для режимов параллельной и автономной работы ЛСЭ, учитывающие интересы собственника ГО и ограничения по их удовлетворению со стороны СО ЕЭС.
- Предложен способ управления мощностью на многоагрегатной электростанции ЛСЭ с двумя группами энергоблоков, обеспечивающий максимальное использование ГМ без ущерба надежности электроснабжения потребителей, а также соответствие требованиям участия ГО в ОПРЧ (Получен патент на способ).
- Предложен и реализован в автоматике алгоритм выбора ГО и управления мощностью на многоагрегатной электростанции ЛСЭ.
- Обоснована методика проверки соответствия электростанции ЛСЭ требованиям к участию в ОПРЧ.

ГЛАВА 4 РЕАЛИЗАЦИЯ ПОДСИСТЕМЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА В ПРОТОТИПЕ СИСТЕМНОЙ АВТОМАТИКИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЛСЭ И ПРОВЕРКА ЕЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ НА ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ MiniGrid

В данной главе представлены результаты, характеризующие особенности технической реализации подсистемы восстановления нормального режима ЛСЭ в составе системной автоматики (ПТК) управления ее режимами, а также результаты испытаний этой подсистемы на физической модели MiniGrid. Автор рассматривает физическое моделирование для решения данной задачи как наиболее адекватное средство, не только для проверки теоретических положений, но и для доказательства адекватной работы ПТК в условиях, максимально приближенных к реальным.

4.1 Общая характеристика шкафа автоматики управления режимами ЛСЭ с подсистемой восстановления нормального режима

Прототип системной автоматики MiniGrid представляет собой многопроцессорный программно-технический управляющий комплекс (ПТК). Состав функционала комплекса [80]:

Оперирование

- ввод в работу (вывод на номинальные параметры регуляторами)/вывод из работы энергоблоков,
- синхронизация генераторов и подсистем,
- выбор состава включенных генераторов, их функционализация и загрузка,
- восстановление нормального режима,
- перевод энергоблоков в режимы регулирования частоты/мощности
- оперативный и аварийный перевод станции/полустанции в островной или параллельный режим,

Режимное управление

- регулирование частоты в островном режиме,
- регулирование перетока мощности по разным сечениям в режиме параллельной работы,
- регулирование напряжения в островном режиме,
- регулирование напряжения и/или реактивной мощности в режиме параллельной работы,
- поддержания режимов станции/энергосистемы, подходящих для сбалансированного деления.

Противоаварийное управление

- опережающее сбалансированное деление системы,
- измерение прямой и обратной последовательностей напряжений в узлах с выключателями сечений для деления,
- предотвращение и ликвидация нарушений режимных ограничений в стационарных режимах.

Контроль и измерение

- контроль текущего коммутационного состояния схемы сети ЛСЭ и связей с ВЭС,
- измерение режимных параметров оборудования и поддержание их допустимости,
- векторное измерение параметров в центрах питания ЛСЭ и на связях с ВЭС,
- достоверизация коммутационного состояния схемы сети, измеряемых параметров,
- идентификация классов состояния электростанции,
- идентификация установившихся режимов для всех процессов управления состояниями.

Блокировка и превентивные действия

- блокировка включений на параллельную работу несинхронизированных частей по всем сечениям сети,
- блокировка оперативных включений/отключений с недопустимыми сбросами/набросами мощности в островных режимах,
- перевод подсистем в островной режим работы при нарушениях связи и автоматики.

Сигнализация и визуализация

- визуализация текущего коммутационного состояния,
- визуализация режимных параметров и ограничений,
- сигнализация о нарушениях в объекте и системе управления,
- визуализация функциональной готовности (неготовности), подсистем управления.

Функционал автоматики реализован с помощью прикладного программного обеспечения, разработанного с участием автора в части подсистемы восстановления нормального режима ЛСЭ.

В составе опытного образца автоматики предусмотрен АРМ оперативного персонала, технолога и сервисного инженера.

Шкаф автоматики был изготовлен компанией «Модульные Системы Торнадо». В него входят следующие устройства:

- промышленные компьютеры Gridex II (3 шт.), каждый из которых выполняет свои функции по управлению режимом ЛСЭ;

- модули ввода-вывода дискретных сигналов MIRage-NDIO-L (3 шт.), каждый модуль имеет 24 канала, которые разделены на 2 группы: с 1-12 и с 13-24. Каналы, входящие в одну группу, могут быть либо входными, либо выходными;
- модули MIRage-NAO (3 шт.), предназначенные для вывода заданных напряжений и/или токов, а также ввода дискретных сигналов и/или выдачи дискретных управляющих команд при помощи гальванически развязанного от измерительной части дублированного интерфейса Ethernet. Модули имеют 8 дискретных каналов ввода-вывода и 4 канала для вывода заданного тока/напряжения;
- Модули MIRage-NAI (3 шт.) измеряют значения напряжений/токов (в зависимости от типа нормирующих вставок) и передают измеренные значения на процессорное устройство (Gridex II) через гальванически развязанный от измерительной части дублированный интерфейс Ethernet. Имеет 16 дифференциальных или 32 униполярных входных канала. Входные сигналы подаются параллельно на два АЦП (прецизионный и быстрый), имеющие различное быстродействие, точность и степень подавления помех;
- Модули MIRage-N485, предназначенные для подключения промышленных устройств и приборов с интерфейсом RS-485 к сетям Ethernet. Модуль имеет два дублированных интерфейса Ethernet 10/100 с подключением по витой паре и три канала интерфейса RS-485. Модуль работает в двух режимах: прозрачном (RAW) режиме и в режиме передачи пакетов ModBus.

Подключение стойки автоматики к цепям управления ЭДМ осуществлялось через специально собранную буферную зону, в которую были выведены цепи управления первичными двигателями, генераторами и коммутационными аппаратами, а также вторичные обмотки ТН и ТТ. Топ-диаграмма информационной модели автоматики в стандарте DFD показана на рис. 4.1.1, декомпозиция топ-диаграммы – на рис. 4.1.2.



Рисунок 4.1.1 – Топ-диаграмма информационной модели автоматики

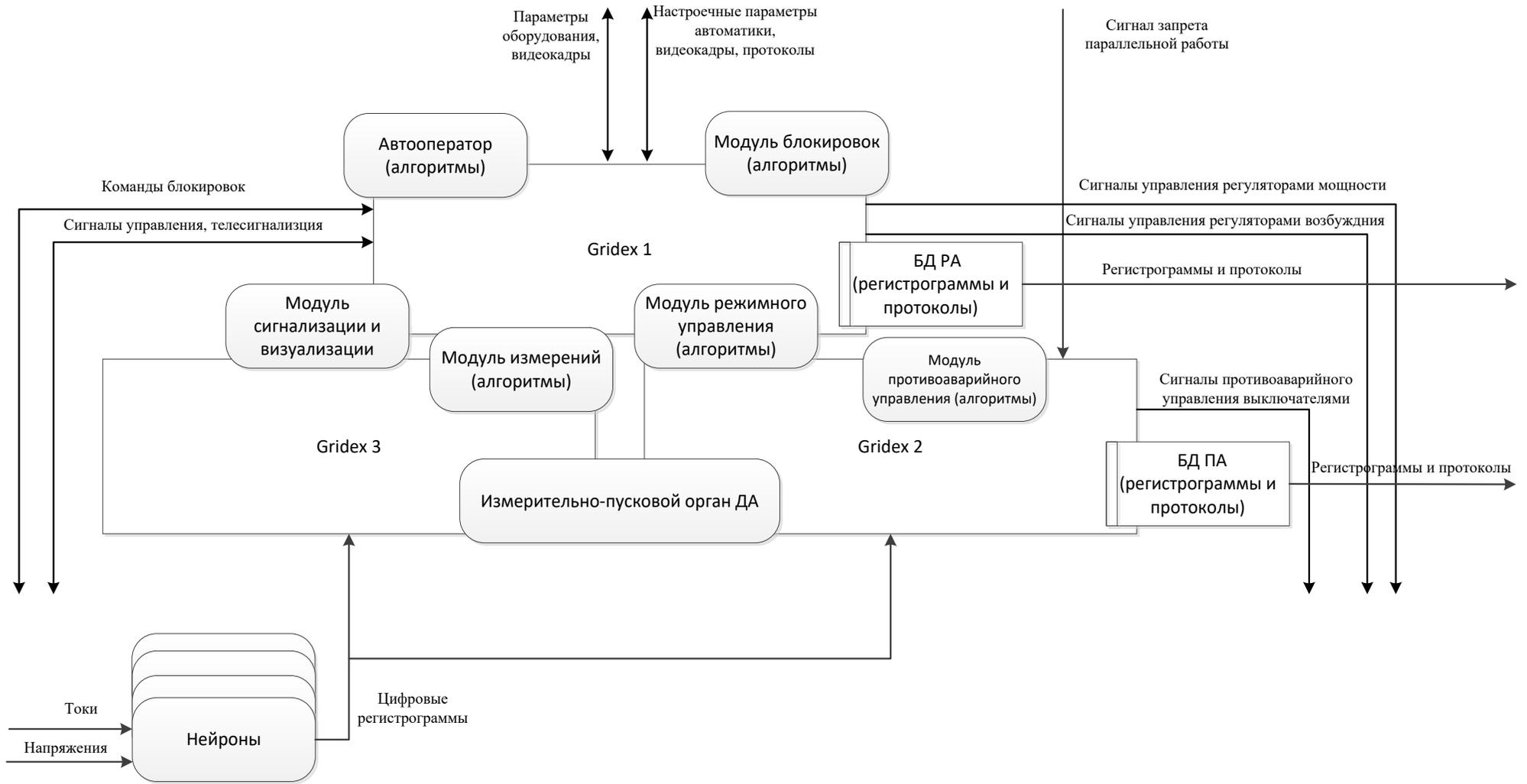


Рисунок 4.1.2 – Декомпозиция топ-диаграммы информационной модели автоматики

Результаты измерений мгновенных значений тока и напряжения поступают на модули MIRage-NAI, где проходят оцифровку, и цифровые значения передаются на промышленные компьютеры Gridex 2 и Gridex 3, которые соответственно отвечают за измерения и противоаварийное управление. Если режимные параметры находятся в допустимых границах, то Gridex 1 вычисляет новые уставки по току возбуждению и уставки по скорости вращения первичного двигателя, эти уставки передаются на модули MIRage-NAO. Так же Gridex 1 осуществляет управление коммутационными аппаратами, выдавая сигналы управления на MIRage-NDIO-L.

Основные технические характеристики автоматики даны в таблице 4.1.1

Таблица 4.1.1 – Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Размеры щита (шкафа) автоматики, не более	3×800×2200×800 мм
Вес, не более	3×300 кг
Потребляемая мощность	3×300 Вт
Число энергоблоков электростанции	≤ 12
Подключение телесигнализации	Потенциальные входы 220В AC/DC
Подключение к измерительным ТТ и ТН	3-х фазное, стандартное
Сигналы управления выключателями	цепи выходных реле
Сигналы управления возбуждения и мощностью энергоблоков	Аналоговые ±10 В или (4 – 20) мА
Максимальная продолжительность цикла автоматики	50 мс
Погрешность измерения угла основной гармоники	0,1°
Время срабатывания ПО ПА на опережающее деление от внешней электрической сети	≤ 20 мс
Законы регулирования возбуждения и мощности	ПИ
Групповое регулирование активной и реактивной мощности энергоблоков	По принципу ведущего и ведомого генератора

Описание работы автоматики

Режимная автоматика обеспечивает регулирование напряжения, активной мощности и частоты (в режиме автономной работы ЛСЭ), как индивидуальное (при работе одного энергоблока), так и групповое (при параллельной работе нескольких энергоблоков). В групповом режиме один из энергоблоков является ведущим, остальные – ведомыми, принимая доленое участие в его активной и реактивной мощности. Одной из главных задач режимной автоматики является поддержание режима, позволяющего осуществить ПА сбалансированное отделение ЛСЭ от энергосистемы.

Автооператор осуществляет полностью автоматическое реконфигурирование схемы (в том числе при переходах к параллельной и автономной работе с запусками необходимой для этого синхронизации генераторов, частей ЛСЭ и внешней электрической сети), изменение состава работающего генерирующего оборудования, выбор сечений для сбалансированного отделения ЛСЭ, восстановление нормального режима после его нарушений. Безусловным предпочтением обладает режим параллельной работы с внешней сетью, обеспечивающий высокую надежность работы электростанции при сбросах/набросах нагрузки, экономичности за счет использования свободных генерирующих мощностей для выдачи электроэнергии во внешнюю сеть.

4.2 Требования к структуре и параметрам физической модели MiniGrid, используемой в качестве испытательной установки

Физическая модель должна:

- по структуре соответствовать типу систем ЛСЭ на базе многоагрегатной электростанции и схем их прямого включения на параллельную работу с внешней электрической сетью,
- обладать способностью к автономной работе ЛСЭ,
- обладать способностью к автономной работе каждой из полустанций, возникающей при отключении шиносоединительного выключателя и, соответственно, делении электростанции на части,
 - иметь, по крайней мере, одну группу генераторов, работающих на общую шину (для тестирования алгоритмов группового регулирования частоты, активной мощности, напряжения и реактивной мощности),
 - обладать не менее чем двумя сечениями для деления при переходе из режима параллельной работы с сетью в автономный режим,
 - иметь быстродействующие автоматические выключатели в базовых сечениях для деления,
 - иметь возможность регулирования моментов первичных двигателей и возбуждения генераторов энергоблоков,
 - быть оснащенной трансформаторами тока и напряжения в точках контроля режима, необходимых для осуществления функций режимного и противоаварийного управления автоматикой управления режимами ЛСЭ,
 - обеспечивать создание операционных и аварийных возмущений, позволяющих проверять чувствительность и селективность противоаварийных алгоритмов опережающего деления сети, работы автооператора по восстановлению нормального режима.

Схема испытательной установки (физической модели системы автономного энергоснабжения на базе объекта синхронной малой генерации с прямым включением на параллельную работу с внешней сетью) приведена на рисунке 4.2.

При минимальности физических объектов (моделей энергоблоков, нагрузок, выключателей, ТТ, ТН) она целиком удовлетворяет требованиям, сформулированным выше и позволяет применить системную автоматику для каждого из типов схем ЛСЭ, приведенных на рисунке 4.2.1.

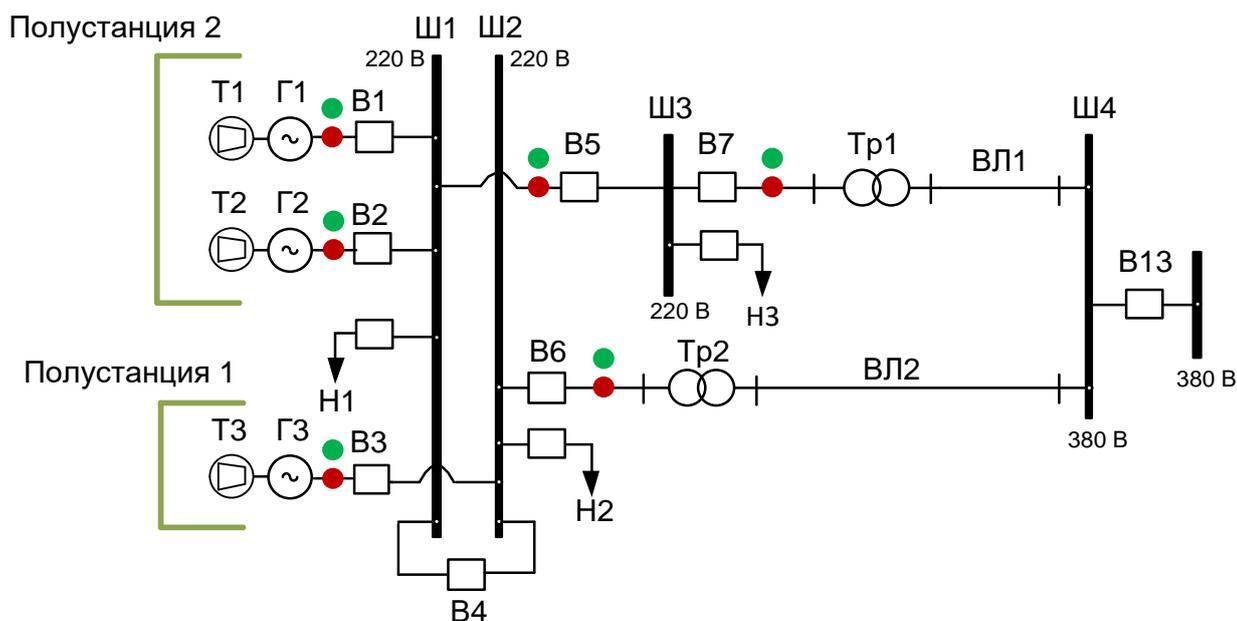


Рисунок 4.2.1 – Схема испытательной установки физической модели ЛСЭ, работающей, как автономно, так и параллельно с внешней сетью (зеленые и красные точки – места подключения ТН и ТТ)

В полном объеме функционал автоматики управления режимами ЛСЭ может быть реализован применительно к полустанции 2. При этом, быстродействующими выключателями являются выключатели в сечениях S1, S2, т.е. В7, В5.

Шину с нагрузкой Н3 можно трактовать как шину промежуточного РП (схема 1.7.1 Д) или как дополнительную секцию шины станции (схема 1.7.2 А).

Все измерения режимных параметров, в т.ч. векторные осуществляет измерительный модуль (измерительная подсистема ПТК).

4.3 Описание электродинамической модели энергосистемы (Испытательного центра при кафедре АЭС НГТУ) и создания модели MiniGrid на ее основе

ЭДМ включает в себя силовое и коммутационное оборудования, измерительные и регистрирующие приборы и аппараты, а также систему управления. Структурная схема ЭДМ представлена на рисунке 4.3.1.



Рисунок 4.3.1 – Структурная схема ЭДМ Испытательного центра

Модельные синхронные машины (с первичными приводными двигателями постоянного тока) двух типов МТ-5-1500 (2 шт.) и МК-3-1500 (2 шт.) укомплектованы двумя сменными роторами – явнополюсным и неявнополюсным, а также специальными съемными стальными дисками для изменения постоянной времени инерции. Модельные трансформаторы представлены группами однофазных многообмоточных стержневых трансформаторов МТО-1,7 с воздушным охлаждением номинальной мощностью 1,7 кВА, в количестве 6 шт. специального исполнения, позволяющего моделировать трансформаторы с разными коэффициентами трансформации и различными сопротивлениями. Так же в состав ЭДМ входят трехфазные модели ВЛ электропередачи номинальным напряжением 420 В, собранные по П-образной схеме на общем для всех 3-х фаз магнитопроводе, в количестве - 9 штук. Модельная нагрузка представлена активной осветительной нагрузкой с тремя ступенями регулирования 0-1.5 кВт, активной реостатной нагрузкой 0-1 кВт, а также двигательной нагрузкой (асинхронная– 0.3 кВт) и активной нагрузкой 0.7 кВт. В качестве моделей выключателей используются блоки автоматов АП-5 (12 шт.), магнитных пускателей ПАЕ-312 (2 шт.) и твердотельные коммутаторы (2 шт.). Испытания на ЭДМ могут проводиться как с включением ШБМ в состав испытательной схемы, так и без ШБМ, номинальное напряжение ШБМ 380 В. Для имитации турбины, используются двигатели постоянного тока, которые управляются с помощью силовых тиристорных преобразователей. В качестве трансформаторов напряжения применяются трансформаторы УТН-1 с коэффициентом трансформации $K_v=2.2$ (220/100 В). В качестве трансформаторов тока применяются трансформаторы тока И508М коэффициентом трансформации $K_A=10$ (10А/1А)

Выходы каждого силового устройства, нагрузки и коммутационного аппарата выведены на наборное поле, где происходит сборка испытательной схемы энергосистемы, соединяя фазы элементов проводами.

В приложении Г представлены параметры машин схемы для испытаний прототипа подсистемы восстановления нормального режима в комплексной автоматике управления режимами локальной системы энергоснабжения.

Так же для проведения контрольных замеров параметров режима ЭДМ используются измерительные комплекты К50 и К505, обычно включаемые в схему первичных соединений, со стрелочными приборами класса точности 0,5. На рисунке 4.3.2 представлен внешний вид машинного зала.



Рисунок 4.3.2 – Машинный зал центра испытаний

4.4 Математическое и алгоритмическое обеспечение подсистемы восстановления нормального режима ЛСЭ

4.4.1 Идентификация классов состояния

Для работы подсистемы восстановления нормального режима необходимо уметь определять в каком состоянии находится ЛСЭ в данный момент времени, то есть необходимо идентифицировать ее состояние. Состояния ЛСЭ, присоединенной к внешней электрической сети, можно классифицировать по ряду оснований: параллельность/автономность работы, объединенность/разделенность системы на полустанции, отклонение параметров от допустимых значений, что позволяет сформировать критерии классификации, используя:

- структурные свойства сети: коммутационная (не)связанность полустанций объекта с электрической сетью; коммутационная (не)связанность полустанций объекта между собой; (не)инцидентность генераторов шинам; (не)инцидентность нагрузок источникам;
- режимные параметры (напряжение, ток, частота, мощность в точках контроля): (не)входят в допустимый интервал значений;

- сигналы автоматики: (не)сигнализирует об отключении потребителей при отклонении контролируемых режимных параметров – возникновении глубоких снижений частоты и/или напряжения.

Коммутационная связанность объекта с электрической сетью определяется:

- положениями выключателей «включено»;
- равенством частот в точках контроля объекта и электрической сети;
- равенством напряжений для «коротких связей» с незначительными потерями.

Идентифицировать *НР параллельной работы ЛСЭ*, согласно маршрутной карте, можно по следующим условиям: выключатели по связям включены, шиносоединительный выключатель (ШСВ) отключен, на каждой шине есть генератор с частотой вращения $50 \text{ Гц} \pm \Delta f$. Для достоверизации частоты на шинах обеих полустанций частоты должны совпадать.

Свойства, определяющие класс состояния, обладают бинарным характером, что позволяет представить эти свойства в виде логических переменных. Логической единице соответствует наличие у объекта определенного структурного свойства или значение определенного режимного параметра лежит в установленном диапазоне. Переменная приравнивается к логическому нулю, когда у объекта отсутствует какое-либо структурное свойство или определенный режимный параметр выходит за границы установленного диапазона.

В формализованном виде условия идентификации *НР параллельной работы* можно представить следующим уравнением:

$$C_{\text{нр}} = \text{Gen}_1 \wedge \neg \text{Def}_1 \wedge \text{Gen}_2 \wedge \neg \text{Def}_2 \wedge \text{Br}_{s1} \wedge \text{Br}_{s2} \wedge (\neg \text{Br}_{\text{шсв}}) \quad (4.4.1)$$

где переменные: Gen_1 и Gen_2 означают наличие хотя бы одного генератора, подключенного к шинам полустанции 1 и 2, Def_1 и Def_2 означают ущербность режима полустанции 1 и 2, Br_{s1} и Br_{s2} означают включенное положение обоих выключателей сечения 1 и 2, $\neg \text{Br}_{\text{шсв}}$ показывает, что ШСВ на станции отключен.

Условиями идентификации *НР автономной работы* являются: выключатели связи отключены, ШСВ включен, на каждой шине есть генератор с частотой вращения $50 \text{ Гц} \pm \Delta f$. Достоверизацией *НР автономной работы* является равенство частот и напряжения на шинах полустанций.

В формализованном виде условия *идентификации НР автономной работы* можно представить следующими уравнениями:

Предшествующий режим был дефицитный:

$$C_{\text{анр(д)}} = \text{Gen}_1 \wedge \neg \text{Def}_1 \wedge \text{Gen}_2 \wedge \neg \text{Def}_2 \wedge \text{Br}_{s1} \wedge (\neg \text{Br}_{s2}) \wedge \text{Br}_{\text{шсв}} \quad (4.4.2)$$

Предшествующий режим был избыточным:

$$C_{\text{анр}(и)} = \text{Gen}_1 \wedge \neg \text{Def}_1 \wedge \text{Gen}_2 \wedge \neg \text{Def}_2 \wedge (\neg \text{Br}_{s1}) \wedge \text{Br}_{s2} \wedge \text{Br}_{\text{шсв}} \quad (4.4.3)$$

где, переменные $\neg \text{Br}_{s2}$ и $\neg \text{Br}_{s1}$ означают отключенные выключатели в сечении 2 и 1, $\text{Br}_{\text{шсв}}$ показывает, что ШСВ на шинах станции включен.

Переменные $\text{Gen}_1, \text{Def}_1, \text{Gen}_2, \text{Def}_2, \text{Br}_{s1}, \text{Br}_{s2}, \text{Br}_{\text{шсв}}$ являются агрегированными. Они представляют существенные свойства объекта достаточные для решения задачи идентификации класса состояния, но не детализируют режим объекта и структуру его сети.

В качестве оснований агрегирования выбран ряд сущностей, свойственных элементам сети характерного объекта и его режиму:

- образование коммутационной связанности шин объекта и электрической сети;
- подключение к шинам объекта генераторов;
- образование коммутационной связанности между шинами объекта в границах его распределительного устройства (РУ);
- допустимость отклонений частоты в точках контроля от номинальных значений;
- допустимость отклонений напряжения в точках контроля от номинальных значений;
- сигнализация автоматики об отключении потребителей от шин объекта.

Результаты дезагрегирования логических переменных, определяющих класс состояния объекта, представлены в табл. 4.4.4.1.

Таблица 4.4.4.1 – Дезагрегированные логические переменные

Обозначение	Определение	Примечание
<i>Gen</i>	$\text{Br}_G \wedge f_G$	Br_G – выключатель генератора полустанции включен, f_G – частота генератора находится в диапазоне $50 \pm 0,01$ Гц
<i>Def</i>	$\text{Frq} \wedge \text{Vlt} \wedge \text{Lda} \wedge \text{Rsrv}$	Frq – ущербность полустанции по частоте, Vlt – ущербность станции по напряжению, Lda – наличие отключенных фидеров потребителей, Rsrv – ущербность полустанции по отсутствию резервов
<i>Frq</i>	$f_z \vee f_l \vee f_h$	f_z – частота в точке контроля равна 0, f_l – частота в точке контроля ниже минимально допустимого значения, f_h – частота в точке контроля выше максимально допустимого значения

Обозначение	Определение	Примечание
$Rsrv$	$Rsrv_1 \vee Rsrv_2$	$Rsrv_1$ – отсутствие резерва на полустанции 1, $Rsrv_2$ – отсутствие резерва на полустанции 2
Vlt	$U_z \vee U_l \vee U_h$	U_z - напряжение в точке контроля равно 0, U_l – напряжение в точке контроля ниже минимально допустимого значения, U_h - напряжение в точке контроля выше максимально допустимого значения
Lda	Br_{open_i}	Br_{open_i} - выключатель фидера отключен балансирующей автоматика
f_z	$f \leq f_{zero}$	f частота в точке контроля
f_l	$f \leq f_{max}$	f_{max} максимально допустимая частота
f_h	$f_{min} \leq f$	f_{min} минимально допустимая частота
U_z	$ U \leq U_{zero}$	U напряжение в точке контроля
U_l	$ U \leq U_{max}$	U_{max} максимально допустимое напряжение
U_h	$U_{min} \leq U $	U_{min} минимально допустимое напряжение

Согласно маршрутной карте, представленной на рисунке 2.5.1, ЛСЭ может находиться в одном из 22 состояний. Номенклатура контролируемых параметров минимизирована по затратам на создание каналов передачи данных и установку контрольного оборудования (средств измерений). В таблице 4.4.4.2 условия выявления того или иного состояния.

Таблица 4.4.4.2 – Логическое определение состояния

Сост.	Факторы идентификации	
1.1	Агр.	$C_{1.1} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_1 \wedge f_1) \vee (Br_2 \wedge f_2) \vee (Br_3 \wedge f_3)) \wedge Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge Br_{шсв} \wedge U$
1.2	Агр.	$C_{1.2} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_1 \wedge f_1) \vee (Br_2 \wedge f_2) \vee (Br_3 \wedge f_3)) \wedge Br_{s1_1} \wedge Br_{s2_1} \wedge Br_{s1_2} \wedge Br_{s2_2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge U_2$
1.3	Агр.	Аналогично 1.1
	Дезагр.	Аналогично 1.1

Сост.	Факторы идентификации	
2.1	Агр.	$C_{2.1} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge Br_{s1} \wedge \neg Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge Br_{s1,1} \wedge Br_{s2,1} \wedge Br_{s1,2} \wedge \neg Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open_i} \wedge Rsrv_2$
2.2	Агр.	$C_{2.2} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge Br_{s1,1} \wedge Br_{s2,1} \wedge \neg Br_{s1,2} \wedge \neg Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge (\neg U_2 \vee \neg f_2 \vee Br_{2open_i} \vee \neg Rsrv_2)$
2.3	Агр.	$C_{2.3} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge Br_{s1,1} \wedge Br_{s2,1} \wedge \neg Br_{s1,2} \wedge Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open_i} \wedge Rsrv_2$
2.4	Агр.	Аналогично 2.3
	Дезагр.	Аналогично 2.3
2.5	Агр.	Аналогично 2.2
	Дезагр.	Аналогично 2.2
2.6	Агр.	Аналогично 2.1
	Дезагр.	Аналогично 2.1
3.1	Агр.	$C_{3.1} = Gen_1 \wedge Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge \neg Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge \neg Br_{s1,1} \wedge Br_{s2,1} \wedge Br_{s1,2} \wedge \neg Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge (\neg U_1 \vee \neg f_1 \vee Br_{1open_i} \vee Rsrv_1) \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open_i} \wedge Rsrv_2$
3.2	Агр.	$C_{3.2} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge \neg Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge \neg Br_{s1,1} \wedge Br_{s2,1} \wedge Br_{s1,2} \wedge \neg Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge f_1 \wedge \neg Br_{1open_i} \wedge Rsrv_1 \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open_i} \wedge Rsrv_2$
3.3	Агр.	$C_{3.2} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge \neg Br_{s1,1} \wedge Br_{s2,1} \wedge Br_{s1,2} \wedge \neg Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge f_1 \wedge \neg Br_{1open_i} \wedge Rsrv_1 \wedge (\neg U_2 \vee \neg f_2 \vee Br_{2open_i} \vee \neg Rsrv_2)$

Сост.	Факторы идентификации	
3.4	Агр.	Аналогично 3.1
	Дезагр.	Аналогично 3.1
3.5	Агр.	Аналогично 3.3
	Дезагр.	Аналогично 3.3
4.1	Агр.	$C_{4.1} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge Br_{s1} \wedge \neg Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge Br_{s1,1}$ $\wedge \neg Br_{s2,1} \wedge Br_{s1,2} \wedge \neg Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge f_1 \wedge \neg Br_{1open,i}$ $\wedge Rsrv_1 \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open,i} \wedge Rsrv_2$
4.2	Агр.	$C_{4.2} = Gen_1 \wedge Def_1 \wedge Gen_2 \wedge Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge \neg Br_{s1,1}$ $\wedge Br_{s2,1} \wedge \neg Br_{s1,2} \wedge Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge (\neg U_1 \vee \neg f_1 \vee Br_{1open,i}$ $\vee \neg Rsrv_1) \wedge (\neg U_2 \vee \neg f_2 \vee Br_{2open,i} \vee \neg Rsrv_2)$
4.3	Агр.	$C_{4.3} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge \neg Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge \neg Br_{s1,1}$ $\wedge Br_{s2,1} \wedge \neg Br_{s1,2} \wedge Br_{s2,2} \wedge \neg Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge f_1 \wedge \neg Br_{1open,i}$ $\wedge Rsrv_1 \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open,i} \wedge Rsrv_2$
5.1	Агр.	$C_{5.1} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge \neg Br_{s2} \wedge Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge \neg Br_{s1,1}$ $\wedge Br_{s2,1} \wedge Br_{s1,2} \wedge \neg Br_{s2,2} \wedge Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge f_1 \wedge \neg Br_{1open,i}$ $\wedge Rsrv_1 \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open,i} \wedge Rsrv_2$
5.2	Агр.	$C_{5.2} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge Br_{s1} \wedge \neg Br_{s2} \wedge Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge Br_{s1,1}$ $\wedge \neg Br_{s2,1} \wedge Br_{s1,2} \wedge \neg Br_{s2,2} \wedge Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge f_1 \wedge \neg Br_{1open,i}$ $\wedge Rsrv_1 \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open,i} \wedge Rsrv_2$
5.3	Агр.	$C_{5.3} = Gen_1 \wedge \neg Def_1 \wedge Gen_2 \wedge \neg Def_2 \wedge \neg Br_{s1} \wedge Br_{s2} \wedge Br_{шсв}$
	Дезагр.	$((Br_{G1} \wedge f_{G1}) \vee (Br_{G2} \wedge f_{G2}) \vee (Br_{G3} \wedge f_{G3}) \vee (Br_{G4} \wedge f_{G4})) \wedge \neg Br_{s1,1}$ $\wedge Br_{s2,1} \wedge \neg Br_{s1,2} \wedge Br_{s2,2} \wedge Br_{шсв} \wedge U_1 \wedge f_1 \wedge \neg Br_{1open,i}$ $\wedge Rsrv_1 \wedge U_2 \wedge f_2 \wedge \neg Br_{2open,i} \wedge Rsrv_2$
5.4	Агр.	Аналогично 5.1
	Дезагр.	Аналогично 5.1

На основе таблицы 4.4.4.2 реализуется алгоритм идентификации класса состояния для MiniGrid на ЭДМ, псевдокод которого представлен на рисунке 4.4.4.1.

```

Global f_ust1, V_ust1, f_ust2, V_ust2, f_ust3, V_ust3, f_meas, V_meas1, V_meas2, Δf, ΔU
func Identification(Global):
if (Br_1 and f_1 or Br_2 and f_2) and Br_3 and f_3 and Br_5 and Br_6 and Br_7 and
    ( V_meas1-ΔU <V_ust1< V_meas1+ ΔU) and ( V_meas2-ΔU <V_ust2< V_meas2+
    ΔU) == 1 and Br_4==0:
    return C="1.2"
elif (Br_1 and f_1 or Br_2 and f_2) and Br_3 and f_3 and Br_4
    ( V_meas1-ΔU <V_ust1< V_meas1+ ΔU) and ( V_meas2-ΔU <V_ust2<
    V_meas2+ΔU) and ( f_meas1-Δf <f_ust1< f_meas1+ Δf)== 1 and (Br_6 and Br_7)==0:
    return C="5.2"
elif (Br_1 and f_1 or Br_2 and f_2) and Br_3 and f_3 and Br_4
    ( V_meas1-ΔU <V_ust1< V_meas1+ ΔU) and ( V_meas2-ΔU <V_ust2<
    V_meas2+ΔU) and ( f_meas1-Δf <f_ust1< f_meas1+ Δf)== 1 and Br_5 ==0:
    return C="2.1"
elif (Br_1 and f_1 or Br_2 and f_2) and Br_3 and f_3 and Br_4
    ( V_meas1-ΔU <V_ust1< V_meas1+ ΔU) and ( V_meas2-ΔU <V_ust2<
    V_meas2+ΔU) and ( f_meas1-Δf <f_ust1< f_meas1+ Δf)== 1 and (Br_13 and Br_10)
    ==0:
    return C="3.3"

```

Рисунок 4.4.4.1 – Псевдокод алгоритма идентификации класса состояния

Для проверки корректности идентификации было использовано несколько схем коммутации сети ЛСЭ на физической модели, представленных на рисунке 4.4.4.2, а на рисунке 4.4.4.3 приведен фрагмент видеокadra разработанного ПТК с выявленным состоянием, соответствующего текущей структурно-режимной ситуации.

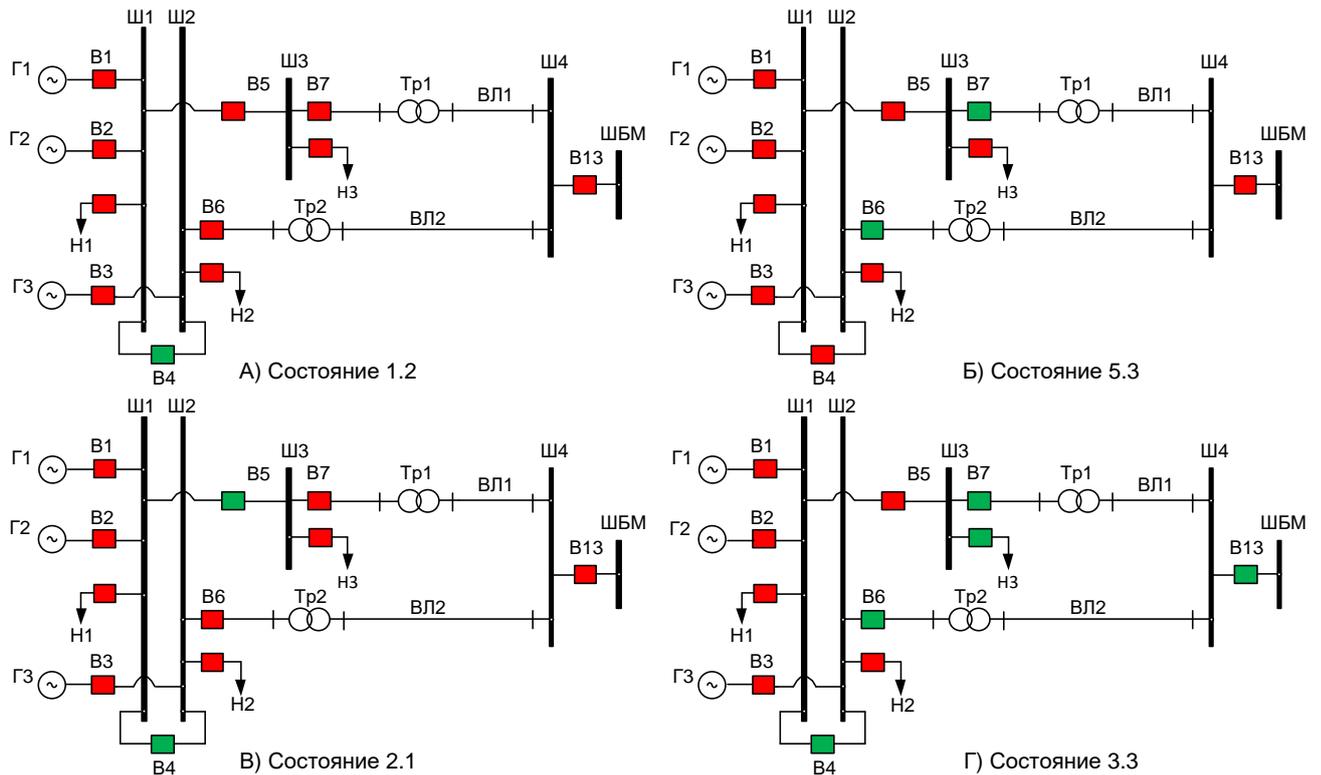


Рисунок 4.4.4.2 – Схемы коммутации ЛСЭ для проверки работы модуля идентификации класса состояния: А – состояние 1.2, Б – состояние 5.3, В – состояние 2.1, Г – состояние 3.3

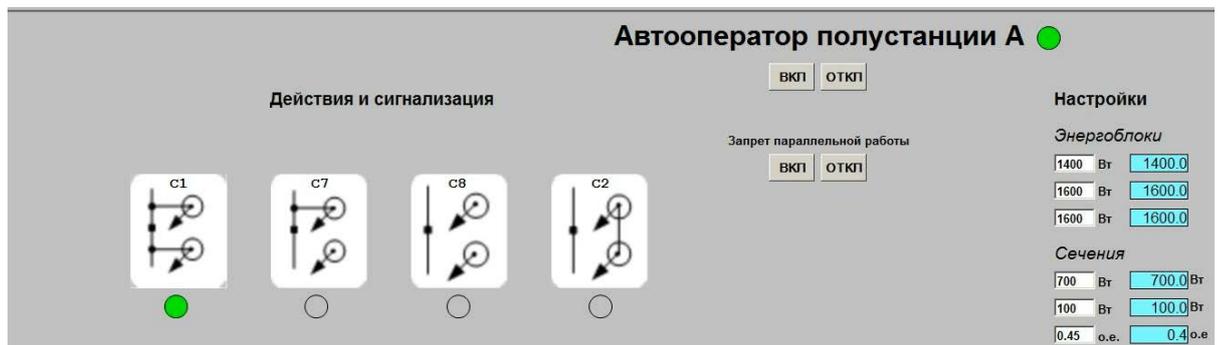


Рисунок 4.4.4.3 – Демонстрация идентификации состояния ЛСЭ на фрагменте видеокadra ПТК

4.4.2 Алгоритмы восстановления нормальных режимов автономной и параллельной работы MiniGrid

Алгоритмы восстановления нормального режима начинают работать в двух случаях: был получен/снят запрет параллельной работы, либо когда ЛСЭ оказалась в ненормальном состоянии, то есть не в 1.1, 1.2, 1.3 или 5.3. Сначала идентифицируется в каком состоянии находится ЛСЭ, затем определяется траектория восстановления для этого состояния, которая заранее определена для данного объекта методом динамического программирования, далее согласно данной траектории выдаются управляющие воздействия на загрузку/разгрузку генераторов и на включение/отключение выключателем с контролем выполнения управляющих воздействий. На

рисунке 4.4.2.1 представлен фрагмент псевдокода для восстановления нормального режима актуальный для minigrd физической модели НГТУ.

```

C = func Identification(Global):
if ban==0:
    if C == 'C.2.1':
        while B5:
            B5 = func synchronization([G1,G2], IFP)
            check_free_gen = func balance()
        if check_free_gen == 1:
            G1_reg = func type_regulation(3)
        else:
            G1_reg = func type_regulation(2)
            G2_reg = func type_regulation(2)
    else:
        if C == 'C.3.3':
            while B4
                B4 = func synchronization([G1,G2], G3)
                check_free_gen = func balance()
                if check_free_gen == 2:
                    G3 = func reserve(0)
                else:
                    G3_reg = func type_regulation(1)
            G1_reg = func type_regulation(1)
            G2_reg = func type_regulation(1)

```

Рисунок 4.4.2.1 – Псевдокод восстановления нормального режима

Переменная ban отвечает за запрет параллельной работы, когда переменная равна 0 – запрет отсутствует, когда 1 – наличие запрета. Функция synchronization([G1,G2], IFP) отвечает за синхронизацию генераторов Г1 и Г2 с ШБМ, если синхронизация состоялась то переменная B5 (состояние выключателя) принимает значение 1, то есть True и происходит выход из цикла while. Функция balance() проверяет наличие свободных генераторов, в данной функции реализован способ выбора состава генерирующего оборудования. Переменная G1_reg отвечает за тип регулирования и может принимать значения 1 – тип регулирование поддержание частоты,

2 – тип регулирования поддержание внутреннего баланса, 3 – тип регулирования поддержания максимального обменного перетока, 4 – поддержание постоянной загрузки. Функция `type_regulation` осуществляет смену режима регулирования на вход которой подается тип регулирования. Функция `reserve` переводит генератор в режим резерва, если на вход функции подан 0 – то в режим горячего резерва, если 1 – то в режим холодного резерва.

4.5 Проверка корректности моделей и алгоритмов восстановления нормального режима локальной системы энергоснабжения при управлении переходами ЛСЭ из режима параллельной работы в автономный и наоборот

Переход ЛСЭ в автономный режим осуществляется при противоаварийном сбалансированном отделении и отсутствии условий для восстановления параллельного режима, при выходе частоты или напряжения во внешней системе из коридора нормальных значений, а также при поступлении сигнала «запрет параллельной работы».

Рассмотрим случай получения запрета параллельной работы. Когда запрет получен, автооператор проверяет загрузку сечения.

Если переток по внешнему сечению нулевой, то отключаются выключатели внешнего сечения (рисунок 4.5.1 а), если нулевой переток по внутреннему сечению, то отключаются выключатели внутреннего сечения (рисунок 4.5.1 б).

Если переток по внешнему сечению положительный (режим выдачи мощности в сеть), то автооператор разгрузит группу генераторов, работающих на выдачу мощности, затем переведет их в горячий резерв, и отключит выключатели внешнего сечения, осциллограмма данного процесса приведена на рисунке 4.5.2.

При отрицательном перетоке по внешнему сечению (режим потребления из сети), проверяется переток по внутреннему сечению, если он тоже отрицательный, то автооператор выдаст команду на перевод всех генераторов станции ЛСЭ в холодный резерв, но такая балансовая ситуация для ЛСЭ является очень редкой, так как ЛСЭ по природе своей избыточные системы.

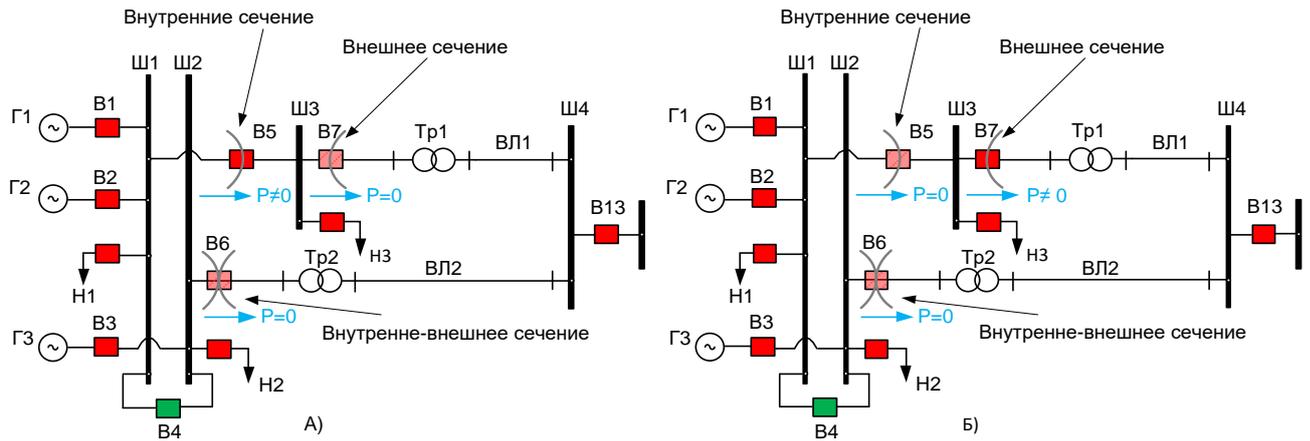


Рисунок 4.5.1 – Перевод модели ЛСЭ в автономный режим (штриховкой выделены выключатели, которые должны отключиться в той или иной балансовой ситуации)

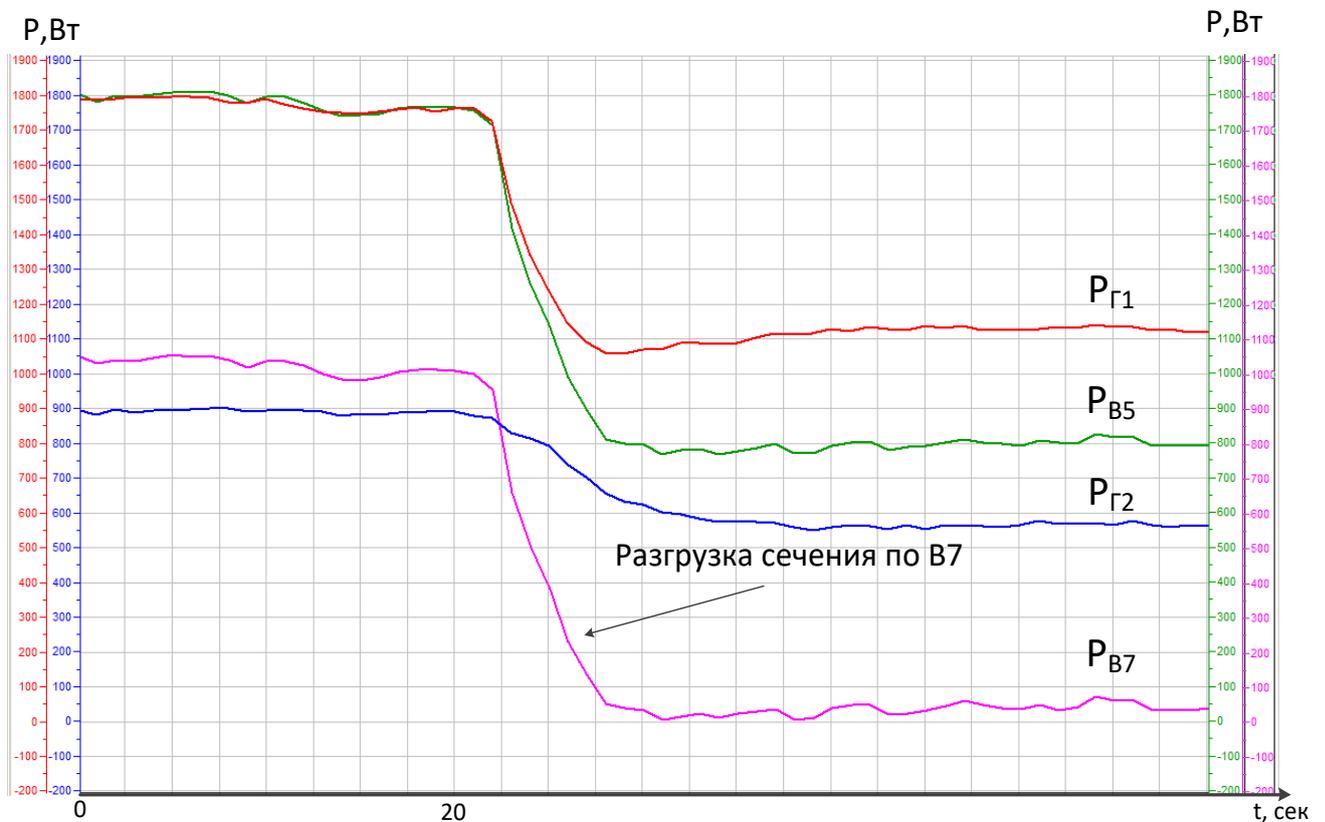


Рисунок 4.5.2 – Осциллограмма штатного перехода в нормальный автономный режим

Из осциллограммы видно, что происходит согласованное регулирование мощности Г1 и Г2, причем, время регулирования Г1 составляет 8-10 с, Г2 - 12 - 14 с. Больше время регулирования Г2 связано с его функцией ведомого в группе. Статическая нагрузка Г2 определена коэффициентом его участия в мощности Г1.

Штатный переход в параллельный режим осуществляется при снятии сигнала «Запрет параллельной работы».

Происходит синхронизация генераторов, работающих на собственную нагрузку, после того как ЛСЭ перешла в нормальный режим параллельной работы, генераторы группы n2 (наличие которых зависит от балансовой ситуации внутри ЛСЭ) могут перейти из резерва в режим выдачи максимальной мощности (если данный режим является предпочтительным), одновременно с этим генераторы группы n1 меняют тип своего регулирования на поддержание режима выдачи максимальной мощности по внешнему сечению.

Если для ЛСЭ предпочтительным является режим поддержания среднего нулевого перетока, то генераторы группы n1 равномерно загружаются, и регуляторы поддерживают постоянство выдаваемой мощности, а все небалансы мощности компенсирует внешняя сеть, а коридор допустимых этих небалансов будет зависеть от количества работающих генераторов группы n1. На рисунке 4.3.3 представлена осциллограмма перевода ЛСЭ в нормальный режим параллельной работы с загрузкой сечения до максимальной разрешенной обменной мощности.

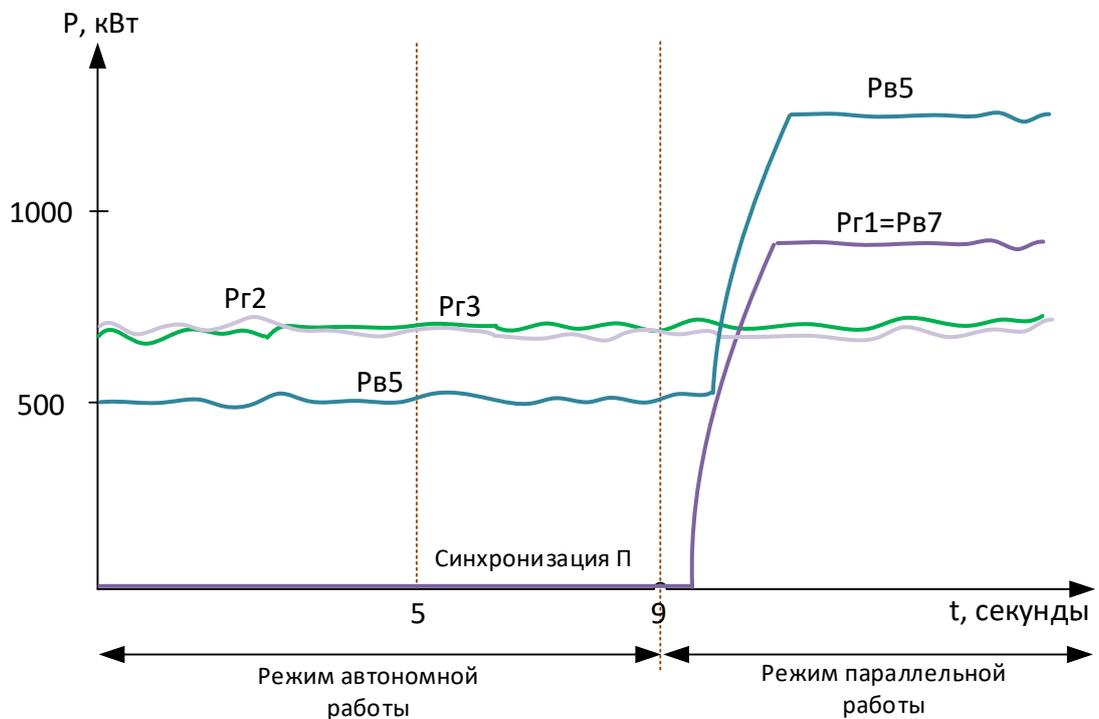


Рисунок 4.5.3 – Осциллограмма штатного перехода в нормальный параллельный режим. Из осциллограмм рисунка 4.5.3 видно, что после синхронизации начинается ввод генератора 1 в работу, происходит его синхронизация и набор им мощности равной 900 Вт.

4.6 Проверка корректности моделей и алгоритмов восстановления нормального режима локальной системы энергоснабжения при управлении переходами ЛСЭ из автономного режима в режим параллельной работы

Как отмечалось ранее на ЭДМ нет возможности создать все возможные состояния реального объекта ЛСЭ, поэтому в данном и следующем разделе диссертации представлены восстановления НР для небольшого ряда состояний. Состояния, из которых будет

осуществляться восстановления НР параллельной работы, приведены на рисунке 4.4.4.2, маршрутная карта для этих состояний представлена на рисунке 4.6.1.

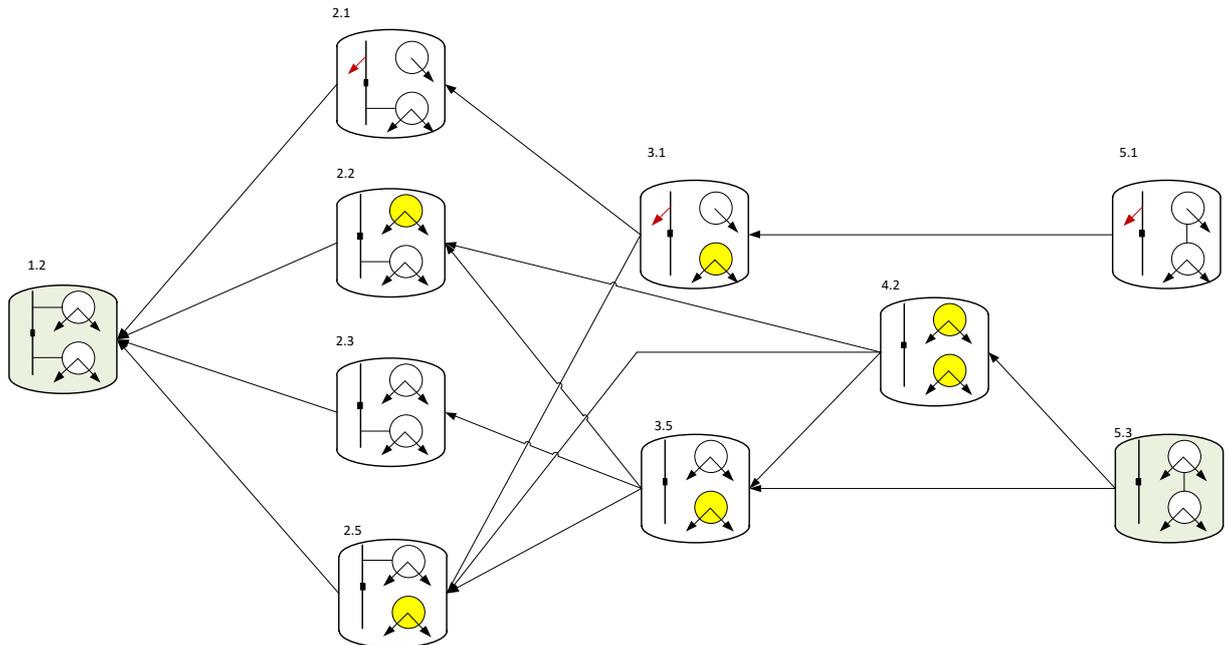


Рисунок 4.6.1 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при восстановлении НР параллельной работы

Так как первая “полустанция” имеет только один генератор, следовательно, она априори будет работать ущербно в тех состояниях, когда не включена на параллельную работу с внешней электрической сетью или со второй полустанцией. Также еще одной особенностью является то, что модель ЛСЭ будет работать с внешней электрической сетью по двум синхронным связям (данный вариант выбран как наиболее сложный для тестирования). Эти отличительные особенности модели ЛСЭ позволили исключить из полной маршрутной карты (рисунок 2.5.2) ряд промежуточных состояний: 2.4, 2.6, 3.2, 3.3 3.4, 3.6, 4.1, 4.3, 5.2 и 5.4.

В таблице 4.6.1 для каждого состояния дана цепочка переходов, определенных по принципу оптимальности Беллмана.

Таблица 4.6.1 – Цепочка переход для восстановления НР параллельной работы

Состояние	Цепочка переходов	Выполняемые операции
5.3	5.3→3.5→2.3→1.2	<p>Шаг 1: Отключение ШСВ (В4)</p> <p>Шаг 2: Синхронизация полустанции 1 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 3 на поддержание нулевого перетока</p> <p>Шаг 3: Синхронизация полустанции 2 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 1 на выдачу максимальной мощности, а у генератора 2 на поддержание баланса внутри ЛСЭ</p>

Состояние	Цепочка переходов	Выполняемые операции
5.1	5.1→3.1→2.1→1.2	<p>Шаг 1: Отключение ШСВ (В4)</p> <p>Шаг 2: Синхронизация полустанции 1 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 3 на поддержание нулевого перетока</p> <p>Шаг 3: Синхронизация полустанции 2 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 1 на выдачу максимальной мощности, а у генератора 2 на поддержание баланса внутри ЛСЭ</p>
4.2	5.1→2.3→1.2	<p>Шаг 1: Синхронизация полустанции 1 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 3 на поддержание нулевого перетока</p> <p>Шаг 2: Синхронизация полустанции 2 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 1 на выдачу максимальной мощности, а у генератора 2 на поддержание баланса внутри ЛСЭ</p>
3.1	3.1→2.1→1.2	<p>Шаг 1: Синхронизация полустанции 1 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 3 на поддержание нулевого перетока</p> <p>Шаг 2: Синхронизация полустанции 2 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 1 на выдачу максимальной мощности, а у генератора 2 на поддержание баланса внутри ЛСЭ</p>
3.5	3.5→2.3→1.2	<p>Шаг 1: Синхронизация полустанции 1 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 3 на поддержание нулевого перетока</p> <p>Шаг 2: Синхронизация полустанции 2 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 1 на выдачу максимальной мощности, а у генератора 2 на поддержание баланса внутри ЛСЭ</p>
2.2	2.2→1.2	<p>Шаг 1: Синхронизация полустанции 2 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 1 на выдачу максимальной мощности, а у генератора 2 на поддержание баланса внутри ЛСЭ</p>
2.3	2.3→1.2	<p>Шаг 1: Синхронизация полустанции 2 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 1 на выдачу максимальной мощности, а у генератора 2 на поддержание баланса внутри ЛСЭ</p>
2.5	2.5→1.2	<p>Шаг 1: Синхронизация полустанции 1 с ШБМ, после синхронизации автооператор меняет тип регулирования у генератора 3 на поддержание нулевого перетока</p>

Осциллограммы восстановления НР параллельной работы представлены на рисунках 4.6.2-4.6.4.

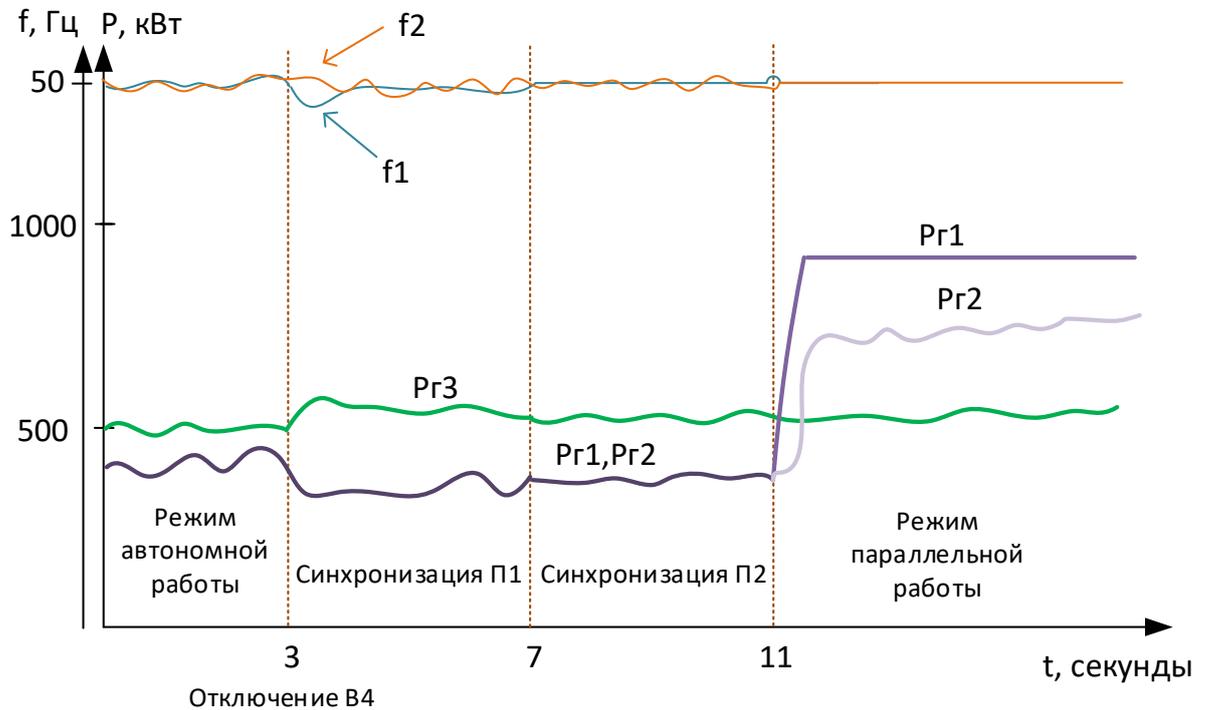


Рисунок 4.6.2 – Восстановление нормального параллельного режима из состояния 5.1

Из осциллограммы рисунка 4.6.2 видно, что после отключения ШСВ, на полустанции 2 увеличивается частота, но регуляторы за время менее 1 с возвращают ее в допустимую область, разгружая генераторы 1 и 2 (до 400 Вт), на полустанции же 1, частота просаживается, и за время 1 с регулятор возвращают ее в допустимую область, загружая генератор 3 (до 550 Вт), но так как на полустанции 1 нет резервов мощности, то она считается ущербной и ее следует как можно быстрее синхронизировать с внешней электрической сетью (при условии отсутствия запрета параллельной работы). Процесс синхронизации полустанции 1 занимает 4 с, после синхронизации на генераторе 3 меняется тип регулирования - поддержание нулевого перетока. Как только полустанция 1 синхронизировалась, автооператор синхронизирует полустанцию 2, этот процесс занимает 4 с, после синхронизации регулирование генератора 1 переводится в режим выдачи мощности, его загрузка становится равной 900 Вт, а регулирование генератора 2 переводится в режим поддержания баланса внутри модели ЛСЭ, он загружается до 700 Вт.

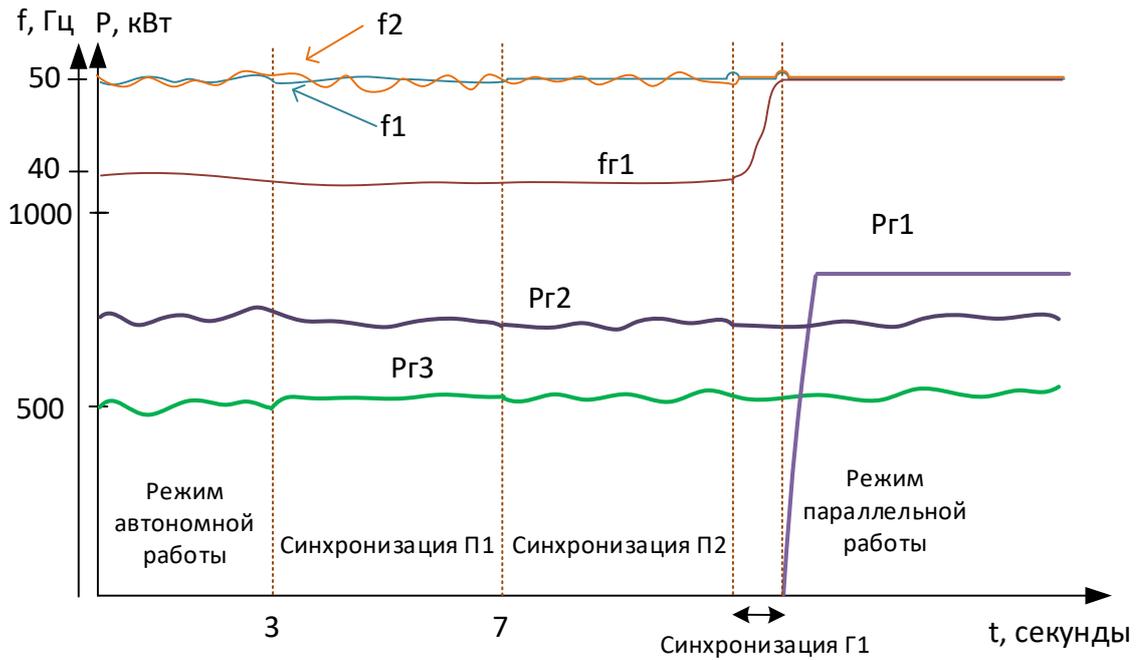


Рисунок 4.6.3 – Восстановление нормального параллельного режима из состояния 3.5

Из осциллограммы рисунка 4.6.3 видно, что в момент времени 3с, начинается синхронизация полустанции 1, она длится 4с, у генератора 3 меняется тип регулирования на поддержание нулевого перетока, в момент времени 7 с начинается синхронизация полустанции 2, синхронизация длится 3с, после синхронизации генератор 2 переводится в режим поддержания баланса внутри острова, генератор 1, находился в горячем резерве и в момент времени 11с начинается синхронизацию, после синхронизации он набирает максимальную обменную мощность 900 Вт.

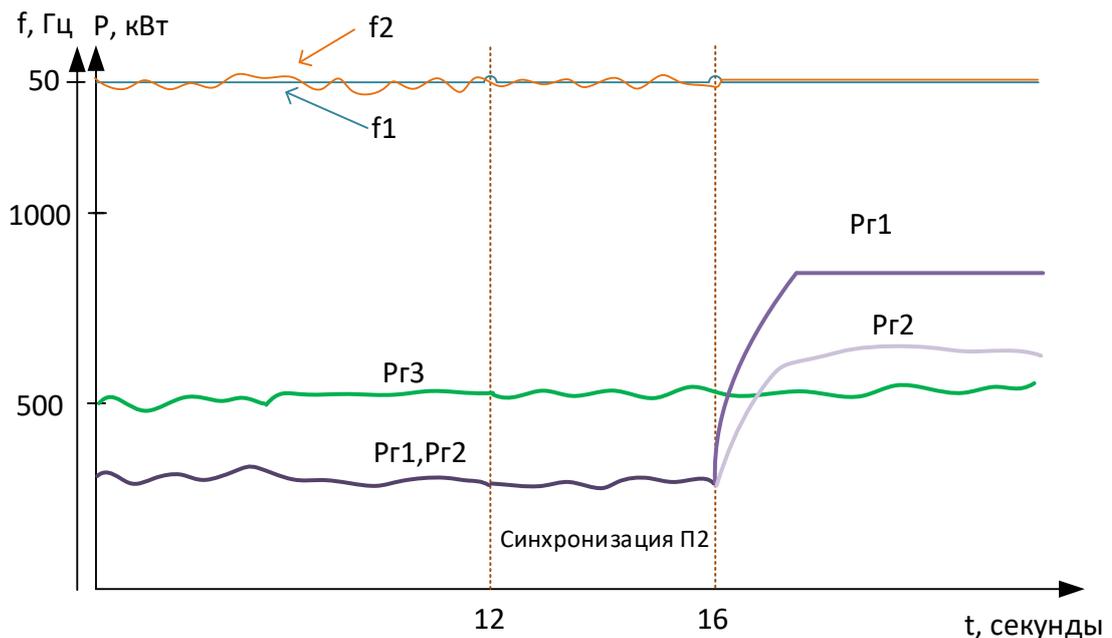


Рисунок 4.6.4 – Восстановление нормального параллельного режима из состояния 2.3

Из осциллограммы рисунка 4.6.4 видно, что в момент времени 12с начинается процесс синхронизации полустанции 2, синхронизация длится 4с, после синхронизации генератор 1 нагружается до 900 Вт, так как его регулятор был переведен в режим выдачи максимальной мощности, а регулирования генератора 2 осуществляется в режиме поддержания внутреннего баланса.

4.7 Проверка корректности моделей и алгоритмов восстановления нормального режима локальной системы энергоснабжения при управлении переходами ЛСЭ из режима параллельной работы в автономный

Маршрутная карта восстановления нормального автономного режима представлена на рисунке 4.7.1, ЛСЭ может находиться в 1 из 10 состояний.

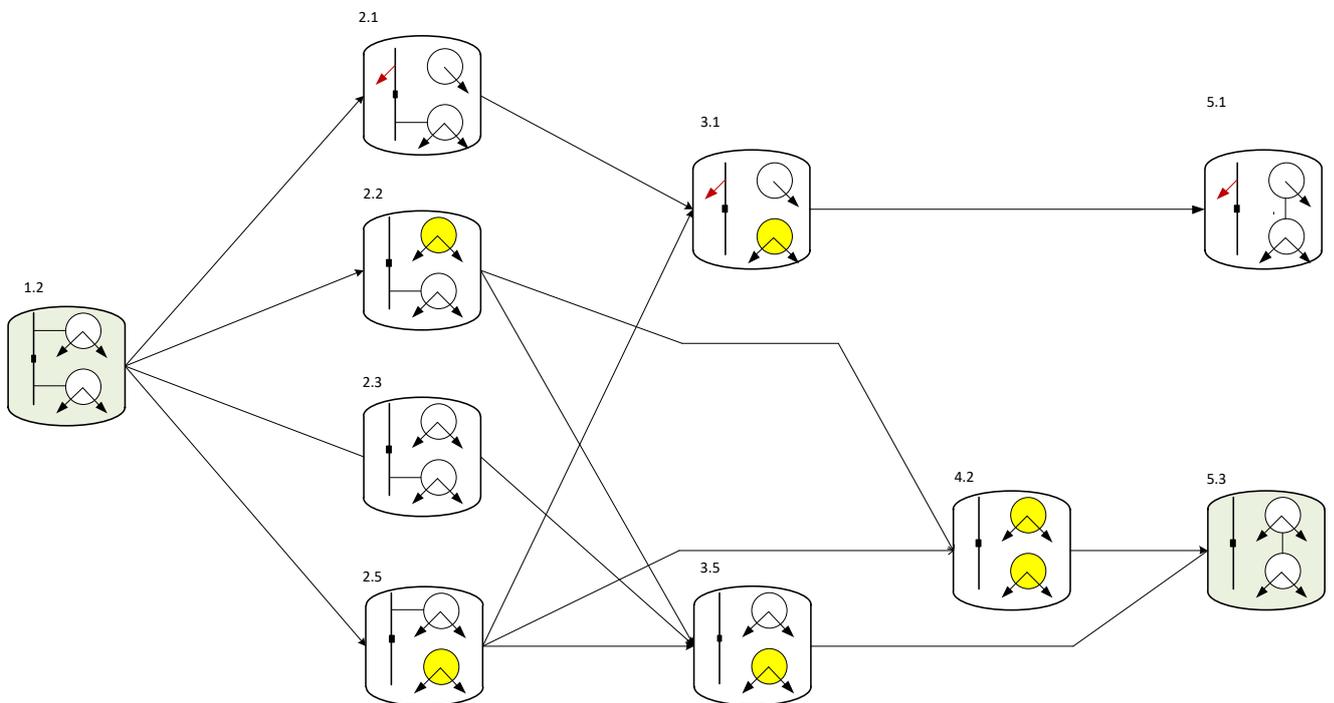


Рисунок 4.7.1 – Маршрутная карта переходов (смены состояний) при восстановлении НР автономной работы

В таблице 4.7.1 для каждого состояния дана цепочка переходов, определенных по принципу оптимальности Беллмана.

Таблица 4.7.1 – Цепочка переходов для восстановления НР автономной работы

Состояние	Цепочка переходов	Выполняемые операции
1.2	1.2→2.3→3.5→5.3	Шаг 3: Разгрузка внешнего сечения полустанции 2 до 0, одновременное отключение выключателей В7 и В1, перевод регулятора генератора 2 в режим поддержания частоты

Состояние	Цепочка переходов	Выполняемые операции
1.2	1.2→2.3→3.5→5.3	Шаг 2: Разгрузка внешнего сечения подстанции 1 до 0, отключение выключателя В6, перевод регулятора генератора 3 в режим поддержания частоты Шаг 1: Синхронизация подстанций между собой
2.1	2.1→3.1→5.1	Шаг 2: Разгрузка внешнего сечения подстанции 1 до 0, отключение выключателя В6, перевод регулятора генератора 3 в режим поддержания частоты Шаг 1: Синхронизация подстанций между собой
2.2	2.2→3.5→5.3	Шаг 2: Разгрузка внешнего сечения подстанции 1 до 0, отключение выключателя В6, перевод регулятора генератора 3 в режим поддержания частоты Шаг 1: Синхронизация подстанций между собой
2.3	2.3→3.5→5.3	Шаг 2: Разгрузка внешнего сечения подстанции 1 до 0, отключение выключателя В6, перевод регулятора генератора 3 в режим поддержания частоты Шаг 1: Синхронизация подстанций между собой
2.5	2.5→3.5→5.3	Шаг 2: Разгрузка внешнего сечения подстанции 2 до 0, одновременное отключение выключателей В7 и В1, перевод регулятора генератора 2 в режим поддержания частоты Шаг 1: Синхронизация подстанций между собой
3.1	3.1→5.1	Шаг 1: Синхронизация подстанций между собой
3.5	3.5→5.3	Шаг 1: Синхронизация подстанций между собой
4.2	4.2→5.3	Шаг 1: Синхронизация подстанций между собой

Оциллограммы восстановления НР параллельной работы представлены на рисунках 4.7.2-4.7.4.

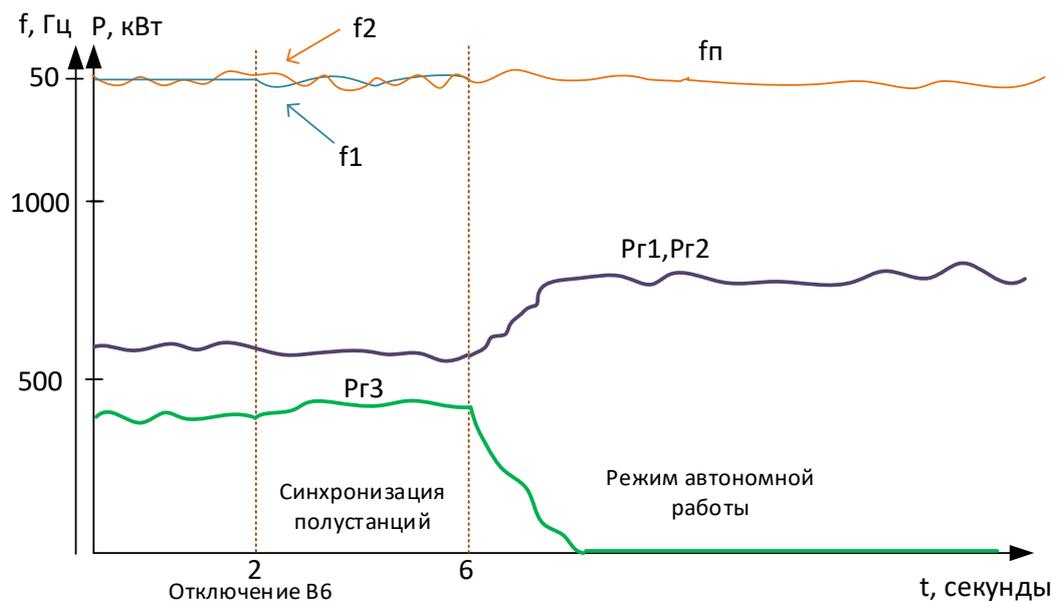


Рисунок 4.7.2 – Восстановление нормального автономного режима из состояния 2.1

Из осциллограммы рисунка 4.7.2 видно, как по сечению полустанции 1 поддерживается нулевой переток, полустанция 2 работает в автономном режиме.

В момент времени 2 с происходит сбалансированное отделение полустанции 1 от внешней сети, частота начинает «болтаться» возле среднего (50 Гц), так как изменился тип регулирования на поддержание частоты внутри модели ЛСЭ.

В момент времени 2 с начинается синхронизация двух автономно работающих полустанций. Синхронизация длится 4с и после синхронизации генератор 3 разгружается и переводится в горячий резерв, а генераторы 1 и 2 нагружаются.

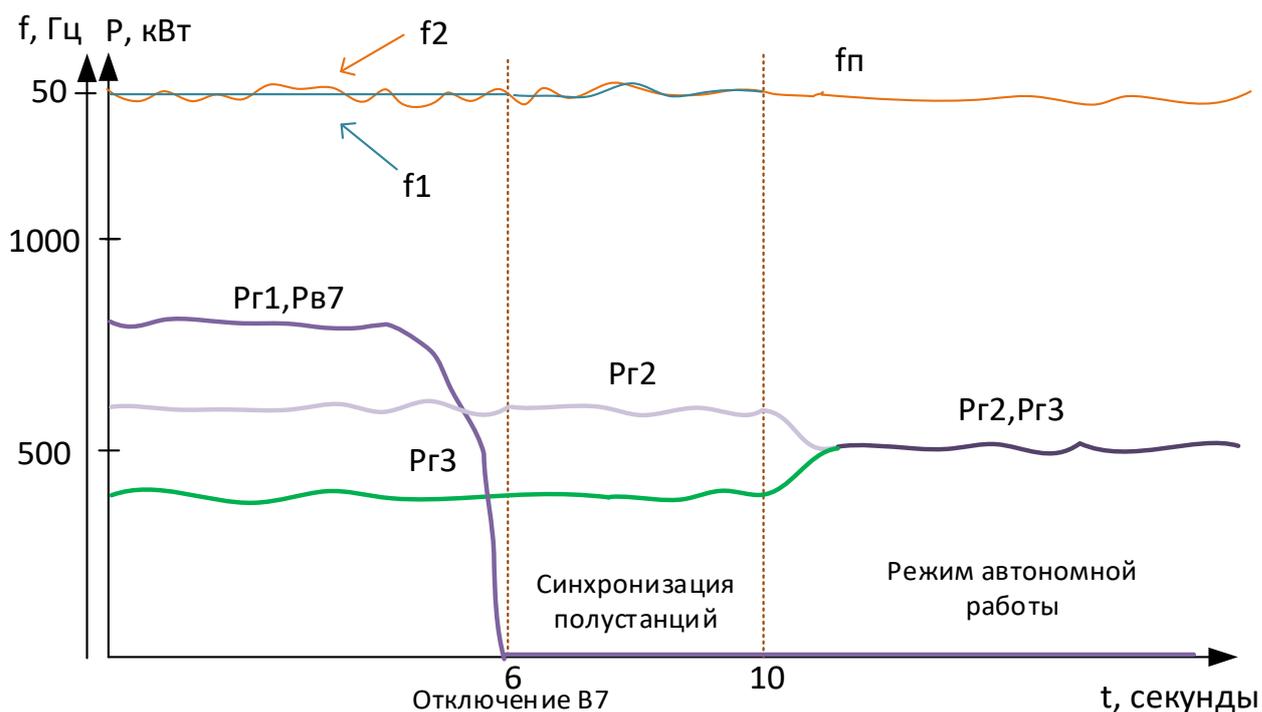


Рисунок 4.6.3– Восстановление нормального автономного режима из состояния 2.5

Из осциллограммы рисунка 4.6.3 видно, что на промежутке времени с 0 с до 6 с происходит разгрузка внешнего сечения полустанции 2, в 6с происходит сбалансированное отделение полустанции 2. Генератор 1 переводится в горячий резерв одновременно с отключением выключателя В7, у генератора 2 меняется тип регулирования на поддержание частоты. В 6с начинается синхронизация двух полустанций, через 4с синхронизация закончилась, нагрузка между генераторами 2 и 3 распределилась равномерно около 500 Вт.

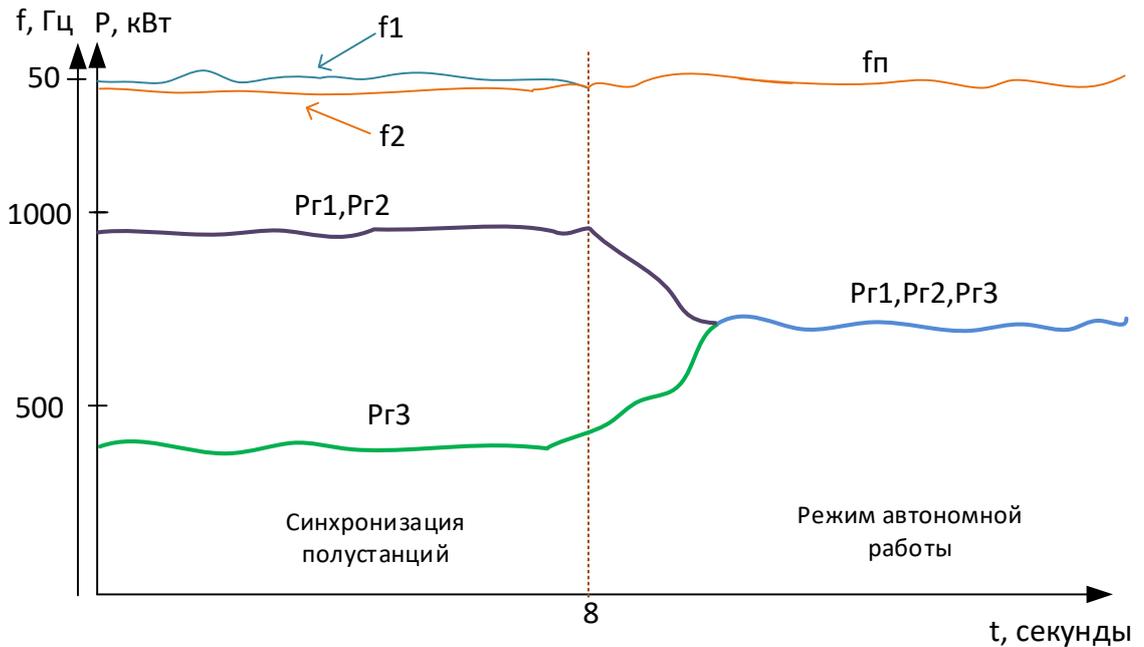


Рисунок 4.6.4 – Восстановление нормального автономного режима из состояния 4.2

Из оциллограммы рисунка 4.6.4 видно, что частота полустанции 2 находится за границами допустимой области на интервале времени 0с до 8с, в 8с происходит синхронизация на пониженной частоте, синхронизация длится 8с, после синхронизации генератор 3 загружается до 800 Вт, частота входит в область допустимых значений.

Выводы по главе 4

1. Подтверждена эффективность физического моделирования Minigrd для проверки работоспособности предложенных способов, математических моделей и алгоритмов управления для восстановления нормальных режимов автономной и параллельной работы.
2. Качество процессов, в том числе их динамические характеристики, отвечают требованиям к электростанциям и энергосистемам, объединяемых на параллельную работу.
3. Предложенный в работе способ выбора состава работающих энергоблоков на электростанции ЛСЭ обеспечивает ее основные режимы (с выдачей и потреблением мощности из сети, в сбалансированном режиме), а работа энергоблоков с постоянной мощностью в коридоре допустимых небалансов обеспечивает их наиболее благоприятный режим по экономичности и эксплуатационному ресурсу.
4. Результаты испытаний ПТК и подсистемы восстановления нормального режима позволяют рекомендовать автоматику для опытного применения на реальных объектах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В мире начался четвертый энергетический переход, который описывается в терминах 3Д: децентрализация – переход к распределенной энергетике, диджитализация (цифровизация) – переход к повсеместной реализации интеллектуального управления энергосистемами, декарбонизация – переход к экологически чистой «безуглеродной» экономике и энергетике. В России из-за холодного климата и большого запаса углеводородов актуальны только два драйвера изменений – децентрализация и цифровизация, третий драйвер трансформировался в когерационную выработку тепловой и электрической энергии. Согласно [101] в России около 16 ГВт малой распределенной генерации, работающей автономно от ЕЭС из-за ряда ограничений, как юридического характера, так и технического.

Данная работа направлена на создание подсистемы восстановления нормального режима для автоматики управления режимами локальных систем энергоснабжения. Данная автоматика наделяет систему интеллектуальностью, убирает человека из процесса управления ЛСЭ, снимает технические барьеры для свободной интеграции (plug&play) ЛСЭ в ЕЭС, повышает КИУМ станции ЛСЭ и надежность ее работы.

Разработанная подсистема впервые решает задачу автоматического восстановления нормального режима ЛСЭ в составе автоматики путем идентификации текущего состояния с последующим его переводом и нормальное конечное состояние по самостоятельно определяемой траектории движения, используя принцип оптимальности Беллмана.

При этом одной из важных задач процесса восстановления НР является идентификация класса состояния, которая была решена на основе математического описания структурно-режимных состояний ЛСЭ, с использованием семи агрегированных переменных для формализации всех состояний ЛСЭ.

Для нормальных режимов автономной и параллельной работы ЛСЭ с внешней электрической сетью предложен и запатентован способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции, работающей изолированно или параллельно с приемной энергосистемой, обеспечивающий возможность выдачи свободных генерирующих мощностей электростанции ЛСЭ во внешнюю сеть с выбором оптимального числа работающих генераторов и сменой режимов работы регуляторов мощности и возбуждения в зависимости от класса нормального режима.

На кафедре Автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета с участием автора разработан и испытан на физической модели прототип автоматики управления режимом параллельной работы ЛСЭ на базе электростанции малой генерации с внешней электрической сетью энергосистемы.

В составе автоматики подсистема восстановления нормального режима обеспечивает, как штатный перевод ЛСЭ между нормальными режимами, так и выполняет восстановление нормального режима из спорадически возникшего ненормального состояния. Подсистема восстановления НР также была реализована на физической модели энергосистемы НИУ МЭИ, которая отличалась от физической модели НГТУ помимо реализации возможности обмена мощностью между ЛСЭ и внешней сетью, реализованными возможностями управления пропускной способностью сети, оптимизации режима по потерям в части внешней сети, а также более мощными моделями генераторов (25 кВА и 35 кВА). Разработанная подсистема подтвердила успешность восстановления нормального режима во всем многообразии схемно-режимных ситуаций при проведении испытаний и опытно-промышленной эксплуатации.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
АРЧМ – автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности
АЭК – активный энергокомплекс
ВЛ – воздушная линия
ВСГО – выбор состава генерирующего оборудования
ДГУ – дизель генераторная установка
ДС – деление сети
ЗРУ – закрытое распределительное устройство
ЕЭС – Единая энергосистема России
ЛЭП – линия электропередачи
ЛСЭ – локальная система энергоснабжения
НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты
НР – нормальный режим
ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты
ПА – противоаварийная автоматика
РЗА – релейная защита и автоматика
СЧХ – статическая частотная характеристика
СШ – система шин
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – тепловая электроцентраль
УСВИ – устройство синхронизированных векторных измерений
ЦС АРЧМ – централизованная система АРЧМ
ЧАПВ – частотное повторное включение
ШСВ – шиносоединительный выключатель
ЭС – энергетическая система

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

Режим энергосистемы (Электроэнергетический режим энергосистемы) - единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Изолированный режим ЛСЭ (Island – Остров) – режим электрически отделенной от внешней электрической сети (энергосистемы) (например, может возникнуть вследствие отключения внешних связей).

Транзитная связь - связь, переток мощности по которой существенно зависит от внешних по отношению к данной энергосистеме объектов электроэнергетики.

Сечение (в электрической сети) - совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированные части.

Авария в ЛСЭ - нарушение нормального режима всей или значительной части ЛСЭ, связанное с повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

Нормальный режим ЛСЭ – режим ЛСЭ, при котором все ее потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами, а значения технических параметров режима ЛСЭ и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и поставки топлива на электростанции.

Аварийный режим ЛСЭ – режим ЛСЭ с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и/или тепловой энергии в значительном объеме.

Послеаварийный режим ЛСЭ – режим, в котором ЛСЭ находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима.

Дежурный работник ЛСЭ - работник ЛСЭ, уполномоченный на выдачу и выполнение команд по управлению электроэнергетическим режимом ЛСЭ, а также на непосредственное воздействие на органы управления энергоустановок.

Перетоки мощности:

Максимально допустимый переток мощности по связям с внешней электрической сетью – наибольший переток в сечении по связям с внешней электрической сетью, удовлетворяющий всем требованиям к нормальным режимам.

Аварийно допустимый переток мощности по связям с внешней электрической сетью - наибольший допустимый в послеаварийном или вынужденном режимах переток.

Вынужденный переток мощности в сечении по связям с внешней электрической сетью - загрузка сечения выше максимально допустимого, но не превышающая аварийно допустимого перетока мощности в вынужденном режиме.

Суммарный внешний переток или обменная мощность ЛСЭ - алгебраическая сумма перетоков активной мощности (далее – мощности) по всем связям ЛСЭ с внешней

электрической сети. Суммарный внешний переток принимается положительным при приеме мощности в ЛСЭ.

Плановый переток – согласованный с внешней электрической сетью или системным оператором диапазон значений перетока активной мощности по внешним связям.

Номинальная частота электрического тока в энергосистемах России - значение частоты 50 Гц.

Балансы мощности:

Плановый баланс мощности ЛСЭ - равенство ее генерируемой и потребляемой мощности с учетом суммарного внешнего перетока при номинальной частоте. Здесь под балансом мощности понимается мгновенное условие равенства величин.

Небаланс мощности ЛСЭ - отклонение от планового баланса мощности ЛСЭ, вызывающее отклонение частоты от номинального значения (в автономном режиме) или суммарного внешнего перетока мощности ЛСЭ от заданного с частотной коррекции суммарного внешнего перетока.

Величина небаланса мощности ЛСЭ - величина изменения генерируемой мощности в ЛСЭ, необходимая для восстановления частоты в автономном режиме или заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока.

Первичное регулирование частоты (первичное регулирование) - совместное первичное регулирование потребителей и электростанций.

Первичное регулирование электростанции – процесс изменения мощности электростанции под воздействием систем первичного регулирования, вызванный изменением частоты.

Первичное регулирование потребителей – процесс изменения мощности потребителей при изменении частоты.

Система первичного регулирования – совокупность устройств автоматического регулирования мощности энергоблоков электростанции, обеспечивающих требуемое изменение мощности при изменении частоты.

Мертвая полоса первичного регулирования – диапазон фактических отклонений частоты от номинального значения, в котором энергоблоки могут не изменять свою мощность.

Крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ) ЛСЭ - коэффициент линейной зависимости первичной мощности ЛСЭ от отклонения частоты.

Мощность первичного регулирования электростанции ЛСЭ – значение изменения мощности электростанции в процессе первичного регулирования. (При снижении частоты положительна).

Мощность первичного регулирования потребителей ЛСЭ – значение изменения мощности потребителей ЛСЭ в процессе первичного регулирования. (При снижении частоты отрицательна).

Мощность первичного регулирования энергосистемы, области регулирования - сумма абсолютных значений мощностей первичного регулирования электростанций и потребителей. (При снижении частоты принимается положительной, при повышении частоты принимается отрицательной).

Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) в ЛСЭ– первичное регулирование, осуществляемое электростанциями ЛСЭ в пределах имеющихся в данный

момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками систем первичного регулирования, заданными действующими нормативами.

Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) в энергосистеме – первичное регулирование, осуществляемое выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования и обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками (параметрами) первичного регулирования.

Резерв первичного регулирования (первичный резерв) ЛСЭ - максимальное значение мощности первичного регулирования, которую может выдать электростанция ЛСЭ при понижении (резерв на загрузку) либо повышении (резерв на разгрузку) частоты.

Диапазон первичного регулирования - арифметическая сумма текущих величин резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку.

Вторичное регулирование в ЛСЭ – процесс автоматического или по команде диспетчера (оперативное) изменения мощности электростанции для компенсации возникающих небалансов мощности путем восстановления номинальной частоты (в изолированном режиме) или планового обмена мощностью по внешним связям, а также восстановления резервов первичного регулирования.

Резерв вторичного регулирования (вторичный резерв) - значение максимально возможного автоматического или по командам диспетчера изменения мощности электростанции в ЛСЭ на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку).

Диапазон вторичного регулирования - арифметическая сумма текущих величин резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку.

Астатическое регулирование - регулирование, при котором установившееся отклонение регулируемого параметра сводится к нулю. Реализация астатического регулирования обеспечивается интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дорожная карта «Энерджинет» Национальной технологической инициативы // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/8916> (дата обращения 10.10.2019).
2. Шваб К., Девис Н. Технологии Четвёртой промышленной революции / Пер. с англ. М.: Эксмо, 2018 (Top Busines Awards)
3. Патент РФ № 2662728 Бюл. № 22 от 06.12.16. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях // Марченко А. И., Мукатов Б. Б., Фишов А. Г.
4. Приказ Министерства энергетики РФ от 12 июля 2018 г. № 548 “Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок “Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики
5. Jinan Huang. An integrated methodology for power system restoration planning, 1992. p.258
6. Барзам, А. Б. Системная автоматика: Учебник / А. Б. Барзам. - 4-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1989. - 446 с.
7. Мукатов, Б.Б. Использование превентивного деления электрической сети в режимах повышенного риска / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – 2014. – № 4. – С. 215–219.
8. Мукатов Б.Б. Управление разделением и восстановлением сети с использованием экспертных технологий: диссертация кандидата технических наук: 05.14.02 // Фишов А.Г. д.т.н., проф. (научный руководитель); Новосибирский государственный технический университет - Новосибирск, 2017. - 178 с.
9. Nagata T., Sasaki H. A Multi-Agent Approach to Power System Restoration. IEEE transactions on power systems, 2002, vol. 17, no. 2, pp. 457–462. DOI: 10.1109/TPWRS.2002.1007918.
10. Rubén Romero. Artificial Neural Networks and Clustering Techniques Applied in the Reconfiguration of Distribution Systems / Harold Salazar, Ramón Gallego, Rubén Romero // IEEE transactions on Power delivery. - 2006. - №21 (3).
11. Chong Shao. Operation of Microgrid Reconfiguration based on Multi-Agent System / Chong Shao, Chen Xu, Shan He, Xiangning Lin // TENCON 2013 – 2013 IEEE Region 10 Conference (31194). – 2013. – P. 1–4. DOI: 10.1109/TENCON.

12. Колосок, И.Н., Коркина, Е.С. Роль задачи оценивания состояния в обеспечении кибер-физической надежности интеллектуальной энергосистемы // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 67. Сыктывкар: Коми республиканская типография. 2016. – С. 386–395.
13. Годовые отчёты ОАО «Россети» и ПАО «Россети» за 2016-2019 г.г, rosseti.ru.
14. Марченко А. И. Разработка и исследование автоматики опережающего сбалансированного деления в электрических сетях с малой генерацией : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 / А. И. Марченко ; науч. рук. А. Г. Фишов ; Новосиб. гос. техн. ун-т. - Новосибирск, 2020. - 184 л.
15. Автоматизация управления энергообъединениями / Гончуков В.В., Горнштейн В.М., Крумм Л.А. и др.; под. ред. С.А. Совалова. – М.: Энергия, 1979. – 432 с Гуревич, Ю.Е. Расчёты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. - М., 1990. - 390 с.
16. СТО 59012820.29.020.003-2016 Стандарт организации. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования. г. Москва. – 2016. – 19 с.
17. В. А. Андреев Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев. - 4-е изд. Перераб. и доб. - М.: Высш. шк., 2006. - 639 с
18. СТО 17330282.27.010.001-2008 Стандарт организации. Электроэнергетика. Термины и определения. Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации "ЕЭС России". г. Москва. – 2008. - 1783 с.
19. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов по направлению 140200 «Электроэнергетика». – М.: Издательский дом МЭИ, 2010 – 535 с.
20. Автоматика электроэнергетических систем / О.П. Алексеев, В.Е. Казанский, В.Л. Козис и др.; под ред. В.Л. Козиса и Н.И. Овчаренко. – М.: Энергоиздат, 1981 – 479 с.
21. Беркович М.А., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергия, 1968. – 432 с.
22. СТО 59012820.29.020.011-2016 Стандарт организации. Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. нормы и требования. г. Москва. – 2016. – 37 с.

23. Плетников С.Д. Автоматизация технологических процессов тепловых электростанций / С.Д. Плетников, Б.Д. Силуянов ; под ред. А.С. Ключева. - Москва : Фирма «Испо-Сервис», 2001. - 156 с.
24. Bayindir R., Colak I., Fulli G., Demirtas K. Smart Grid Technologies and Application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, vol. 66, pp. 499–516.
25. H. Ying-Tung, C.Y. Chien Enhancement of restoration service in distribution systems using a combination fuzzy-GA method *IEEE Trans. Power Syst.*, 15 (2000), pp. 1394-1400
26. A. Augugliaro, L. Dusonchet, E.R. Sanseverino Evolving non-dominated solutions in multiobjective service restoration for automated distribution networks *Electr. Power Syst. Res.*, 59 (2001), pp. 185-195
27. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 (ред. от 07.03.2020) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии")
28. Семендяев Р. Ю. Восстановление нормального режима в системах энергоснабжения, работающих автономно или параллельно с региональными электрическими сетями [Электронный ресурс] / Р. Ю. Семендяев, А. Г. Фишов, Э. Эрдэнэбат // Новое в российской электроэнергетике : науч.-техн. электрон. журн.. - 2018. – № 11. – С. 50–61.
29. IEEE Std 1547-2018, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power System Interfaces
30. T. Nagata, H. Sasaki A multi-agent approach to power system restoration *IEEE Trans. Power Syst.*, 17 (2002), pp. 457-462
31. T. Yokoyama, T. Nagata A multi-agent restoration method for distribution network *Energy Procedia*, 14 (2012), pp. 726-731
32. T. Nagata, H. Sasaki A multi-agent approach to power system restoration *IEEE Trans. Power Syst.*, 17 (2002), pp. 457-462
33. T. Yokoyama, T. Nagata A multi-agent restoration method for distribution network *Energy Procedia*, 14 (2012), pp. 726-731
34. Карджаубаев Нурлан Арапович Мультиагентное регулирование напряжения в многосвязных электрических сетях : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Карджаубаев Нурлан Арапович ; науч. рук. А. Г. Фишов ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск, 2018. – 176 л.
35. Xu YL, Liu WX (2011) Novel multiagent based load restoration algorithm for microgrids. *IEEE Trans Smart Grid* 2(1):152–161

36. Мукатов Б.Б. Обеспечение живучести энергосистем при развитии распределенной генерации / А.Г. Фишов, Б.Б. Мукатов // Вестник Алма-атинского университета энергетики и связи. – 2013. – № 4 (23). – С. 6–15.
37. Dian Najihah ABU TALIB. Parallel power system restoration planning using heuristic initialization and discrete evolutionary programming / Dian Najihah ABU TALIB, Hazlie MOKHLIS, Mohamad Sofian ABU TALIP // J. Mod. Power Syst. Clean Energy (2017) 5(6): 991–1003.
38. Sylvie Thiebaux. Supply Restoration in Power Distribution Systems— A Benchmark for Planning under Uncertainty / Sylvie Thiebaux, Marie-Odile Cordier // Proceedings of the Sixth European Conference on Planning.
39. Приказ Министерства энергетики РФ от 12 июля 2018 г. № 548 “Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок “Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики”
40. Liang Che. Microgrids for Distribution System Restoration/ Liang Che, Mohammad Khodayar, and Mohammad Shahidehpour// IEEE power & energy magazine.
41. Amir Golshani. Optimal PMU Placement for Power System Restoration/ Amir Golshani, Student Member, IEEE, Wei Sun, Member, IEEE, and Qun Zhou, Member, IEEE // International Journal of Engineering, Science and Technology, vol. 3, pp. 64-82, May. 2017.
42. Shaoyan Li. An Optimization Method of Unit Restoration Based on NNIA for Power System Restoration/ Shaoyan Li, Xueping Gu, Kai Li, Jinzhe Dong// IEEE PES General Meeting, pp.I-5, 27- 31 July 2014.
43. Jiao L., Gong M., Shang R., Du H., Lu B. Clonal selection with immune dominance and energy based multiobjective optimization. 3rd International Conference on Evolutionary Multi-Criterion Optimization. 2005, pp. 474-489.
44. Applications. 2006, vol. 52(5), pp. 791-808. 27. Jiao L., Gong M., Du H., Bo L. Multiobjective immune algorithm with nondominated neighbor-based selection. Evolutionary Computation. Vol. 16. Issue 2. Summer. 2008, pp. 225-255.
45. Nuwan Ganganath. Agglomerative Clustering Based Network Partitioning for Parallel Power System Restoration / Nuwan Ganganath, Member, IEEE, Jing V. Wang, Student Member, IEEE, Xinzhi Xu, Chi-Tsun Cheng, Member, IEEE, and Chi K. Tse, Fellow, IEEE // Transactions on Industrial Informatics , pp.I- 5, 20- 31 July 2017.

46. Jing Wang. A Parallel Restoration for Black Start of Microgrids Considering Characteristics of Distributed Generations/ Jing Wang, Longhua Mu, Fan Zhang and Xin Zhang // *Energies* 2018, 11.
47. Prabin M. Baidya. Effective restoration strategies of interdependent power system and communication/ Prabin M. Baidya, Wei Sun// *The 6th International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 19–20 October 2017*.
48. E. W. Dijkstra. A note on two problems in connexion with graphs. // *Numerische Mathematik*. V.1 (1959), P.269-271
49. Дал У., Дейкстра Э., Хоор К. Структурное программирование = *Structured Programming*. - 1-е изд. - М.: Мир, 1975. - С.247.
50. Томас Х. Кормен, Чарльз И. Лейзерсон, Рональд Л. Ривест, Клиффорд Штайн *Алгоритмы: построение и анализ = Introduction to Algorithms*. - 2-е изд. - М.: "Вильямс", 2006. - С.1296
51. Макконелл Дж. *Основы современных алгоритмов* / Дж. Макконелл ; пер. с англ. под общ. ред. С.К. Ландо. - М. : Издательство ЗАО РИЦ «Техносфера», 2004. - 368 с.
52. *Engineering route planning algorithms* / D. Delling, P. Sanders, D. Schultes, D. Wagner // *Algorithmics of large and complex networks*. – Springer, 2009. – 376 p
53. Zeng W., Church R.L. Finding Shortest Paths on Real Road Networks: the Case for A*. *International Journal of Geographical Information Science*, 2009, vol. 23, no. 4, pp. 531–543.
54. Бугаев, Ю.В. Применение прямого обобщения скалярных алгоритмов в векторной оптимизации на графах / Ю.В. Бугаев // *Дискрет. математика*. – 2001. – Т. 13, вып. 3. – С. 110–124.
55. Айзерман, М.А. Выбор вариантов: основы теории / М.А. Айзерман, Ф.Т. Алескеров. – М. : Наука, 1990. – 240 с
56. Поляков, И. В. Алгоритмы поиска путей на графах большого размера / И. В. Поляков, А. А. Чеповский, А. М. Чеповский – НИУ Высшая школа экономики. – 2014. – Т. 19.
57. *Work-Efficient Parallel GPU Methods for Single-Source Shortest Paths* / *IEEE 28th Intern. Parallel and Distributed Processing Symposium (Phoenix, 19–23 May, 2014)*. – Washington. – 2014. - P. 349–359.
58. Van den Berg J., Lin M., Manocha D. Reciprocal Velocity Obstacles for RealTime Multi-Agent Navigation // *IEEE International Conference on Robotics and Automation*, 2008. P. 1928–1935
59. Беллман Р. *Динамическое программирование*. М.: [1960. 400 с.]

60. Беллман Р. Прикладные задачи динамического программирования / Р. Беллман, С. Дрейфус. – М. : Наука, 1965. – 459 с.
61. Беллман Р. Некоторые вопросы математической теории процессов управления / Р. Беллман, И. Гликсберг, О. Гросс. – М. : Изд-во иностр. лит., 1962. – 336 с.
62. Подиновский В.В., Ногин В.Д. Парето-оптимальные решения многокритериальных задач. М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1982. - 256 с.
63. Подиновский В.В. Введение в теорию важности критериев в многокритериальных задачах принятия решений: учебное пособие. Физматлит, 2007.
64. Лотов А.В., Поспелова И.И. Многокритериальные задачи принятия решений: учебное пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. 197 с.
65. Моисеев Н.Н. Математические задачи системного анализа. М.: Наука, 1981, 487 с
66. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М., «Высшая школа», 1970. 472 с
67. Жданов П. С. Устойчивость электрических систем. М.—Л., Госэнергоиздат. 399 с.
68. Иофьев Б. И. Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. М., «Энергия», 1974. 416 с.
69. Лебедев С. А., Жданов П. С. Устойчивость параллельной работы электрических систем. М.—Л., ГЭИ, 1934. 387 с.
70. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. М., «Энергия», 1959, 350 с
71. СТО 59012820.27.100.002-2013 Стандарт организации. Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. г. Москва. – 2020. – 29 с.
72. ГОСТ Р 54149 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»
73. Правила устройства электроустановок. Раздел 1. Утверждены Приказом Минэнерго РФ № 264 от 30.06.2003
74. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). Утв. Минэнерго СССР 23.09.1986.
75. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Минэнерго России № 229 от 19.06.2003 и зарегистрированные Минюстом России № 4799 от 20.06.2003

76. О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России. Приказ № 524, РАО ЕЭС России, 18.09.2002.

77. USTE Operation Handbook, June, 2004.

78. Фишов А.Г., Семендяев Р.Ю., Ивкин Е.С. Способ управления составом и загрузкой генераторов электростанции с собственными нагрузками, работающей изолированно и параллельно с приемной энергосистемой. Патент РФ № 2697510, Опубликовано: Бюллетень изобретений №22 от 15.08.2019.

79. Приказ от 11 февраля 2019 года N 90 Об утверждении Правил проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. N 229

80. Гежа Е.Н., Глазырин В.Е., Глазырин Г.В., Ивкин Е.С., Марченко А.И., Семендяев Р.Ю., Сердюков О.В., Фишов А.Г. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети // Релейщик. - 2018. – №2. – С. 24–31.

81. Сердюков О.В., Петрищев А. В., Фишов А. Г. Идентификация классов состояния автономной системы энергоснабжения для управления режимом ее параллельной работы с централизованной электрической сетью // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. – Т. 22, № 1. – С. 168-185.

82. СТО 59012820. 29.240. 001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. М.: АО СО ЕЭС, 2011.

83. Марченко А. И. Исследование устойчивости параллельной работы локальной системы энергоснабжения малой мощности с внешней электрической сетью энергосистемы / А. Г. Фишов, А. И. Марченко, В. В. Денисов, И. С. Мурашкина // Известия Российской академии наук. Энергетика. - 2020. – № 1. – С. 116–127.

84. Эрдэнэбат Энхсайхан Управление режимами электрических сетей с распределенной малой генерацией (на примере монгольской энергосистемы) : дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / Эрдэнэбат Энхсайхан ; науч. рук. А. Г. Фишов ; Новосиб. гос. техн. ун-т. – Новосибирск, 2019. – 178 л

85. П.В. Илюшин, Ю.Н. Кучеров, А.З. Жук, Ф.В. Веселов «Особенности интеграции малых распределенных ТЭЦ в энергосистему», журнал «Академия энергетики» № 6 (62), 2014.

86. Илюшин П.В. Особенности применения объектов распределенной генерации в сетях внутреннего электроснабжения промышленных предприятий / Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Ответственные редакторы Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукуреев. Сыктывкар: Изд-во ООО «Коми республиканская типография», 2016. С. 100-109.

87. Нудельман, Г.С. Исследование режимов электроэнергетических систем с распределенной генерацией / Г.С. Нудельман, А.А. Наволочный, О.А. Онисова // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013. - С. 1-8.

88. Онисова О.А. Характеристика влияния распределенной генерации на функционирование релейной защиты и автоматики // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 5 (50). С. 88-93.

89. Гуревич Ю.Е., Илюшин П.В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография. - Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. - 280 с.

90. Ю.Н. Кучеров, П.К. Березовский, П.В. Илюшин, Ф.В. Веселов. Нормативотехническое регулирование интеграции источников распределенной генерации, включая ВИЭ, в энергосистему. Материалы совместного заседания НТК НП «НТС». 76. Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов Ф.В., Илюшин П.В. Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему // Электрические станции. 2016. № 3 (1016). С. 2-10.

91. Петрищев, А.В., Разработка экспертной системы анализа коммутационного состояния электрических сетей: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02, -Петрищев А.В. Новосибирск - 2004. - 24 с.

92. Семенов, В.А. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. – Москва: Издательство МЭИ. - 2000 г. – 649 с.

93. Строев В.А., Штробель В.А. Роль физического моделирования на современном этапе исследования электроэнергетических систем. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1990, № 6.

94. Ilyushin P.V., Sukhanov O.A. The structure of emergency-management systems of distribution networks in large cities // Russian Electrical Engineering. 2014. Vol. 85. № 3. Pp. 133-137.

88. Анализ влияния распределенной генерации на свойства ЭЭС / П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская, Д.А. Чечушков. // Объединенный симпозиум, 30 августа - 2 сентября. Иркутск, Россия. – 2010.

95. Шевляков, В.И. Перспективы развития распределительных электрических сетей / В.И. Шевляков // Энергия России. - 2008. - № 7 (14). – С. 32-36.
96. Войнов С.Л., Гамм А.З. Нормирование показателей качества электроэнергии и их оптимизация Монография. Авторы: Войнов С. Л., Гамм А. З., Голуб И. И., Жежеленко И. В., Железко Ю. С, Нейман В. В., Саенко Ю. Л., Трофимов Г. Г., (СССР), Богуцки А., Попчик Я., Геппарт А. Полячек А., Цегельски М. (ПНР). Гливице — Иркутск, - 1988. - 249с.
97. Воропай, Н.И. Теория систем для электроэнергетиков. / Н.И. Воропай. - Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000. – 273 с.
98. Карташев, И.И. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др.; под ред. Ю.В. Шарова. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. - 320 с.
99. Шиллер, М.А. Контроль устойчивости режимов электрических сетей с распределенной генерацией: диссертация ... кандидата технических наук: 05.14.02 / Шиллер Мария Александровна. - Новосибирск. - 2015. - 150 с.
100. Тутундаева, Д.В. Мониторинг допустимости послеаварийных режимов электроэнергетических систем: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / Тутундаева Д.В. – Новосибирск. - 2011 г. - 202 с.
101. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2020 году // АО «Системный оператор единой электроэнергетической системы России» [Электронный ресурс] www.soups.ru

**ПРИЛОЖЕНИЕ «А» СВОДКА МАРШРУТОВ ШТАТНОГО ВОССТАНОВЛЕНИЯ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПРИ
ОДНОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ**

Таблица А1 – Маршруты восстановления НР автономной работы

	<i>Критерий 1</i>	<i>Критерий 2</i>	<i>Критерий 3</i>	<i>Критерий 4</i>	<i>Критерий 5</i>
<i>Критерий 1</i>	1.1→2.3→4.3→5.3 1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.3→2.4→4.3→5.3 1.3→5.3		1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.3→5.3	1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.3→5.3	1.1→2.3→4.3→5.3 1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.3→2.4→4.3→5.3 1.3→5.3
<i>Критерий 2</i>		1.2→2.4→4.3→5.3			
<i>Критерий 3</i>	1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.3→5.3		1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.2→2.5→4.2→5.3 1.3→5.3	1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.3→5.3	1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.2→2.5→4.2→5.3 1.3→5.3
<i>Критерий 4</i>	1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.3→5.3		1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.3→5.3	1.1→5.3 1.2→2.2→3.3→5.3 1.2→2.4→3.3→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.2→2.4→4.2→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.3→3.5→5.3 1.2→2.5→3.5→5.3 1.3→5.3	1.1→5.3 1.2→2.2→3.3→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.5→3.5→5.3 1.3→5.3

Продолжение таблицы А1

	Критерий 1	Критерий 2	Критерий 3	Критерий 4	Критерий 5
<i>Критерий 5</i>	1.1→2.3→4.3→5.3 1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3, 1.2→2.4→4.3→5.3 1.3→2.4→4.3→5.3 1.3→5.3		1.1→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.2→2.5→4.2→5.3 1.3→5.3	1.1→5.3 1.2→2.2→3.3→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.5→3.5→5.3 1.3→5.3	1.1→2.2→4.2→5.3 1.1→2.2→3.3→5.3 1.1→2.2→3.3→4.2→5.3 1.1→2.3→4.3→5.3; 1.1→5.3 1.2→2.2→4.2→5.3 1.2→2.2→3.3→5.3 1.2→2.2→3.3→4.3→5.3 1.2→2.3→4.3→5.3 1.2→2.4→4.3→5.3 1.2→2.5→4.2→5.3 1.2→2.5→3.5→4.2→5.3 1.2→2.5→3.5→5.3 1.3→2.5→4.2→5.3 1.3→2.5→3.5→5.3 1.3→2.5→3.5→4.2→5.3 1.3→2.4→4.3→5.3; 1.3→5.3

Примечание * означает, что переход осуществляется при определенной балансовой ситуации, когда полустанция 1 имела и вращающийся и холодной резерв, а полустанция 2 имела только холодный резерв. Критерий 1 – *критерий минимума ущербных состояний*, Критерий 2 *критерий минимальности времени*, Критерий 3 – *критерий минимального числа коммутационных операций*, Критерий 4 – *критерий минимального числа операций с синхронизацией генераторов и частей ЛСЭ*, Критерий 5 – *критерий сохранения максимального объема собственного электропотребления при переходе в автономный режим*

Таблица А2 – Маршруты восстановления НР параллельной работы

	<i>Критерий минимума ущербных состояний</i>	<i>Критерий минимальности времени*</i>	<i>Критерий минимального числа коммутационных операций</i>	<i>Критерий минимального числа операций с синхронизацией генераторов и частей ЛСЭ</i>
<i>критерий минимума ущербных состояний</i>	5.3→1.1 5.3→4.3→2.3→1.1 5.3→4.3→2.3→1.2 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→1.3 5.3→4.3→2.4→1.3		5.3→1.1 5.3→4.3→2.3→1.2 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→4.3→2.2→1.2 5.3→1.3	5.3→1.1 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→1.3
<i>критерий минимальности времени</i>		5.3→3.3→2.4→1.2		
<i>критерий минимального числа коммутационных операций</i>	5.3→1.1 5.3→4.3→2.3→1.2 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→4.3→2.2→1.2 5.3→1.3		5.3→1.1 5.3→4.3→2.3→1.2 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→4.3→2.2→1.2 5.3→1.3	5.3→1.1 5.3→4.3→2.3→1.2 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→1.3
<i>критерий минимального числа операций с синхронизацией генераторов и частей ЛСЭ</i>	5.3→1.1 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→1.3		5.3→1.1 5.3→4.3→2.3→1.2 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→1.3	5.3→1.1 5.3→4.2→2.2→1.2 5.3→4.2→3.3→2.2→1.2 5.3→4.2→3.3→2.3→1.2 5.3→4.2→3.3→2.5→1.2 5.3→4.2→2.5→1.2 5.3→4.2→3.5→2.2→1.2 5.3→4.2→3.5→2.4→1.2 5.3→4.3→2.3→1.2 5.3→4.3→2.4→1.2 5.3→1.3

Примечание * означает, что переход осуществляется при определенной балансовой ситуации, когда полустанция 1 имела и вращающийся и холодной резерв, а полустанция 2 не имела никого резерва

**ПРИЛОЖЕНИЕ «Б» СВОДКА МАРШРУТОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПРИ
ОДНОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ**

Таблица Б1 – Восстановления НР параллельной работы из спорадического состояния

<i>С.</i>	<i>Критерий 1</i>	<i>Критерий 2</i>		<i>Критерий 3</i>	
2.1	2.1→1.1 2.1→1.2	2.1→1.1 2.1→1.2		2.1→1.1 2.1→1.2	
2.2	-	2.2→1.1 2.2→1.2		2.2→1.1 2.2→1.2	
2.3	2.3→1.1 2.3→1.2	2.3→1.1 2.3→1.2		2.3→1.1 2.3→1.2	
2.4	2.4→1.2 2.4→1.3	2.4→1.2 2.4→1.3		2.4→1.2 2.4→1.3	
2.5	-	2.5→1.2 2.5→1.3		2.5→1.2 2.5→1.3	
2.6	2.6→1.2 2.6→1.3	2.6→1.2 2.6→1.3		2.6→1.2 2.6→1.3	
3.1	-	3.1→2.1→1.1 3.1→2.1→1.2 3.1→2.5→1.2 3.1→2.5→1.3		3.1→2.1→1.1 3.1→2.1→1.2 3.1→2.5→1.2 3.1→2.5→1.3	
3.2	3.2→2.1→1.1 3.2→2.1→1.2 3.2→2.4→1.2 3.2→2.4→1.3	3.2→2.1→1.1 3.2→2.1→1.2 3.2→2.2→1.1 3.2→2.2→1.2	3.2→2.5→1.2 3.2→2.5→1.3	3.2→2.1→1.1 3.2→2.1→1.2 3.2→2.2→1.1 3.2→2.2→1.2	3.2→2.4→1.2 3.2→2.4→1.3 3.2→2.5→1.2 3.2→2.5→1.3
3.3	-	3.3→2.3→1.1 3.3→2.3→1.2 3.3→2.4→1.2 3.3→2.4→1.3		3.3→2.2→1.1 3.3→2.2→1.2 3.2→2.3→1.1 3.2→2.3→1.2	3.3→2.4→1.2 3.3→2.4→1.3 3.3→2.5→1.2 3.3→2.5→1.3
3.4	-	3.4→2.5→1.1 3.4→2.5→1.2 3.4→2.6→1.2 3.4→2.6→1.3		3.4→2.2→1.1 3.4→2.2→1.2 3.4→2.3→1.1 3.4→2.3→1.2	3.4→2.5→1.2 3.4→2.5→1.3 3.4→2.6→1.2 3.4→2.6→1.3
3.5	-	3.5→2.3→1.1 3.5→2.3→1.2 3.5→2.4→1.2 3.5→2.4→1.3		3.5→2.2→1.1 3.5→2.2→1.2 3.5→2.3→1.1 3.5→2.3→1.2	3.5→2.4→1.2 3.5→2.4→1.3 3.5→2.5→1.2 3.5→2.5→1.3
3.6	3.6→2.3→1.1 3.6→2.3→1.2 3.6→2.6→1.2 3.6→2.6→1.3	3.6→2.6→1.2 3.6→2.6→1.3 3.6→2.5→1.2 3.6→2.5→1.3	3.6→2.2→1.1 3.6→2.2→1.2	3.6→2.2→1.1 3.6→2.2→1.2 3.6→2.3→1.1 3.6→2.3→1.2	3.6→2.5→1.2 3.6→2.5→1.3 3.6→2.6→1.2 3.6→2.6→1.3
4.1	4.1→2.1→1.1 4.1→2.1→1.2 4.1→2.6→1.2 4.1→2.6→1.3	4.1→2.1→1.1 4.1→2.1→1.2 4.1→2.6→1.2 4.1→2.6→1.3		4.1→2.1→1.1 4.1→2.1→1.2 4.1→2.6→1.2 4.1→2.6→1.3	

<i>С.</i>	<i>Критерий 1</i>	<i>Критерий 2</i>	<i>Критерий 3</i>
4.2	-	4.2→2.2→1.1 4.2→2.2→1.2 4.2→2.5→1.2 4.2→2.5→1.3	4.2→2.2→1.1 4.2→2.2→1.2 4.2→2.5→1.2 4.2→2.5→1.3 4.2→3.3→2.2→1.1 4.2→3.3→2.2→1.2 4.2→3.2→2.3→1.1 4.2→3.2→2.3→1.2 4.2→3.3→2.4→1.2 4.2→3.3→2.4→1.3 4.2→3.3→2.5→1.2 4.2→3.3→2.5→1.3 4.2→3.5→2.2→1.1 4.2→3.5→2.2→1.2 4.2→3.5→2.3→1.1 4.2→3.5→2.3→1.2 4.2→3.5→2.4→1.2 4.2→3.5→2.4→1.3 4.2→3.5→2.5→1.2 4.2→3.5→2.5→1.3
4.3	-	4.3→2.2→1.1 4.3→2.2→1.2 4.3→2.3→1.1 4.3→2.3→1.2 4.3→2.4→1.2 4.3→2.4→1.3 4.3→2.5→1.2 4.3→2.5→1.3	4.3→2.3→1.1 4.3→2.3→1.2 4.3→2.5→1.2 4.3→2.5→1.3 4.3→3.3→2.2→1.1 4.3→3.3→2.2→1.2 4.3→3.2→2.3→1.1 4.3→3.2→2.3→1.2 4.3→3.3→2.4→1.2 4.3→3.3→2.4→1.3 4.3→3.3→2.5→1.2 4.3→3.3→2.5→1.3 4.3→3.5→2.2→1.1 4.3→3.5→2.2→1.2 4.3→3.5→2.3→1.1 4.3→3.5→2.3→1.2 4.3→3.5→2.4→1.2 4.3→3.5→2.4→1.3 4.3→3.5→2.5→1.2 4.3→3.5→2.5→1.3
5.1	5.1→1.1 5.1→1.3 5.1→3.2→2.1→1.1 5.1→3.2→2.1→1.2 5.1→3.2→2.4→1.2 5.1→3.2→2.4→1.3	5.1→1.1 5.1→1.3	5.1→1.1 5.1→1.3

<i>С.</i>	<i>Критерий 1</i>	<i>Критерий 2</i>	<i>Критерий 3</i>
5.2	5.2→4.1→2.1→1.1 5.2→4.1→2.1→1.2 5.2→4.1→2.6→1.2 5.2→4.1→2.6→1.3	5.2→4.1→2.1→1.1 5.2→4.1→2.1→1.2 5.2→4.1→2.6→1.2 5.2→4.1→2.6→1.3	5.2→4.1→2.1→1.1 5.2→4.1→2.1→1.2 5.2→4.1→2.6→1.2 5.2→4.1→2.6→1.3
5.4	5.4→1.1 5.4→1.3 5.4→3.6→2.3→1.1 5.4→3.6→2.3→1.2 5.4→3.6→2.6→1.2 5.4→3.6→2.6→1.3	5.4→1.1 5.4→1.3	5.4→1.1 5.4→1.3

Прим. С. - состояние ЛСЭ, Критерий 1 – критерий минимума ущербных состояний, Критерий 2 – критерий минимального числа коммутационных операций, Критерий 3 – критерий минимального числа операций с синхронизацией генераторов и частей ЛСЭ.

**ПРИЛОЖЕНИЕ «В» СВОДКА ОПЕРАЦИЙ ДЛЯ ПЕРЕХОДА ИЗ
НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА АВТОНОМНОЙ РАБОТЫ В НОРМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ
ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ**

Таблица В1 – Операции в переходах между состояниями при движении из НР автономной работы в НР параллельной работы

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параме-тры	Примечание
5.1 – 3.1 (3.1 – нет резервов) (симметрично 5.4-3.4 3.4 – нет резервов)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается секц.выкл.	15 с или 5 мин 0,1 с	Система разделяется на 2 подсистемы. Одна из подсистем ущербна
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секц.выкл.	15 с 0,1 с	
5.1 – 3.1 (3.1 – нарушен баланс) (симметрично 5.4-3.4 3.4 -нарушен баланс)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается секц.выкл. Отключается нагрузка	15 с или 5 мин 0,1 с 1 с	Система разделяется на 2 подсистемы. Одна из подсистем ущербна
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секц.выкл. Отключается нагрузка	15 с 0,1 с 1с	
5.1 – 3.2 (симметрично 5.4-3.6)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается секц.выкл.	15 с или 5 мин 1 с	Система разделяется на 2 подсистемы
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секц.выкл.	15 с 0,1 с	
5.1 – 1.1 (симметрично 5.4-1.1)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы	15 с	Синхронизация подсистемы с внешней электрической сетью
		Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	
		Перевод нагрузки, оставленной при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	1 с	
5.1 – 1.3 (симметрично 5.4-1.3)	А	Вводится вращающийся и холодный резервы	15 мин или 15 с	Синхронизация подсистемы с внешней электрической сетью
		Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	
		Перевод нагрузки, оставленной при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	1 с	

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параме-тры	Примечание
5.2 – 4.1	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается секционный выключатель	15 с 0,1 с	Система разделяется на 2 подсистемы. Часть нагрузки у обеих подсистем переведена на электроснабжение от внешней электрической сети
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секционный выключатель	15 с 0,1 с	
5.1 – 1.3 (симметрично 5.4-1.3)		Вводится вращающийся и холодный резервы Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Перевод нагрузки, оставленной при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	15 мин или 15 с 15 с 1 с	Синхронизация подсистемы с внешней электрической сетью
5.2 – 4.1	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается секционный выключатель	15 с 0,1 с	Система разделяется на 2 подсистемы. Часть нагрузки у обеих подсистем переведена на электроснабжение от внешней электрической сети
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секционный выключатель	15 с 0,1 с	
5.3 – 3.3 (3.3 – нет резервов) (симметрично 5.3-3.5)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается секц. выключатель.	15 с 0,1 с	Система разделяется на 2 подсистемы. Одна из которых ущербна
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секц. выключатель	15 с 0,1 с	
5.3 – 3.3 (3.3 – нарушен баланс мощностей) (симметрично 5.3-3.5)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается секц. выключатель. Отключается нагрузка	15 с 1 с 1 с	Система разделяется на 2 подсистемы. Одна, из которых ущербна
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секц. выключатель. Отключается нагрузка	15 с 0,1 с 1 с	
5.3 – 1.1 (симметрично 5.3-1.3)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	Синхронизация подсистемы с внешней электрической сетью

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параме-тры	Примечание
5.3 – 4.2 (4.2 – нет резервов)	О	Отключается секц. выключатель.	0,1 с	Система разделяется на 2 подсистемы. Обе ущербны
	А	Отключается секц. выключатель	0,1 с	
5.3 – 4.2 (4.2 – нарушен баланс мощностей)	О	Отключается секц.выкл. Отключается нагрузка	0,1 с 1 с	
	А	Отключается секц. выключатель. Отключается нагрузка	0,1 с 1 с	
5.3 – 4.3	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Отключается секц.выкл.	15 с или 15 мин 0,1 с	Система разделяется на 2 подсистемы
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секц.выкл.	15 с 0,1 с	
4.1 – 2.1 (симметрично 4.1-2.6)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Переводится нагрузка, оставленная при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	15 с или 15 мин 15 с 1 с	Синхронизация подсистемы с внешней электрической сетью
	А	Вводится вращающийся резерв Отключается секц. выключатель.	15 с 0,1 с	
4.2 – 3.3 (3.3 – есть резерв на полустанции 1) (симметрично 4.2-3.5 3.5 – есть резерв на полустанции 2)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Включается нагрузка	15 с или 15 мин 1 с	Одна из подсистем перестает быть ущербной
	А	Вводится вращающийся резерв Включается нагрузка	15 с 1 с	
4.2 – 4.3 (4.3 – есть резерв на полустанции 1 и 2)	О	Вводится вращающийся и холодный резервы Включается нагрузка	15 с или 15 мин 1 с	Обе подсистемы перестают быть ущербными
	А	Вводится вращающийся резерв Включается нагрузка	15 с 1 с	

Переход	Тип пере- хода	Операции	Параме- тры	Примечание
4.3 – 2.2 (2.2 – нет резервов) (симметрично 4.3-2.5 2.5 – нет резервов)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	Синхронизация одной из подсистем с внешней электрической сетью, а вторая подсистема становится ущербна
4.3 – 2.2 (2.2 – нарушен баланс мощ- стей) (симметрично 4.3-2.5 2.5 - нарушен баланс мощ- ностей)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Отключается нагрузка	15 с 1 с	
4.3 – 2.3 (симметрично 4.3-2.4)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	Синхронизация подсистемы с внешней электрической сетью
3.1 – 2.1 (3.1 – есть откл. нагрузка) (симметрично 3.4-2.6 3.4 – есть откл. нагрузка)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Включается нагрузка	15 с 1 с	Синхронизация подсистемы с внешней электрической сетью. Часть нагрузки автономной подсистемы запитано от внешней электрической сети
3.1 – 2.1 (3.1 – нет откл. нагрузки) (симметрично 3.4-2.6 3.4 – нет откл. нагрузки)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	
3.1 – 2.5 (симметрично 3.4-2.2)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Переводится нагрузка, оставленная при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	15 с 1 с	Синхронизация подсистемы, часть нагрузок которой запитано от внешней сети

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параме-тры	Примечание
3.1 – 2.4 (3.1 – нет откл. нагрузки) (симметрично 3.4-2.3 3.4 – нет откл. нагрузки)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Переводится нагрузка, оставленная при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	15 с 1 с	Синхронизация подсистемы, часть нагрузок которой запитано от внешней электрической сети, с внешней электрической сетью. Вторая подсистема перестает быть ущербной
3.1 – 2.4 (3.1 – есть откл. нагрузки) (симметрично 3.4-2.3 3.4 – нет откл. нагрузки)	О	Синхронизируются подсистемы с внешней сетью, включаются выключатели сечений Переводится нагрузка, оставленная при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ Включается нагрузка	15 с 1 с 1 с	
3.1 – 2.2 (2.2 – нет резервов) (симметрично 3.4-2.5 2.5 – нет резервов)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	Синхронизация одной из подсистем с внешней электрической сетью, а вторая подсистема становится ущербна
3.1 – 2.2 (2.2 – нарушен баланс мощ- стей) (симметрично 3.4-2.5 2.5 – нарушен баланс мощностей)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Отключается нагрузка	15 с 1 с	
3.1 – 2.2 (3.1 – нет откл. нагрузки) (симметрично 3.4-2.5 3.4 – нет откл. нагрузки)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параме-тры	Примечание
3.2 – 2.2 (2.2 – нет резервов) (симметрично 3.6-2.5 2.5 – нет резервов)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	Синхронизация подсистемы с полной собственной нагрузкой с внешней электрической сетью, вторая подсистема становится ущербной
3.2 – 2.2 (2.2 – нарушен баланс мощ-стей) (симметрично 3.6-2.5 2.5 – нарушен баланс мощностей)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Отключается нагрузка	15 с 1 с	
3.2 – 2.4 (симметрично 3.6-2.3)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Переводится нагрузка, оставленная при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	15 с 1 с	Синхронизация подсистемы с неполной собственной нагрузкой с внешней электрической сетью
3.2 – 2.5 (2.5 – нет резервов) (симметрично 3.6-2.2 2.2 – нет резервов)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	Синхронизация подсистемы с неполной собственной нагрузкой с внешней электрической сетью, вторая подсистема становится ущербной
3.2 – 2.5 (2.5 – нарушен баланс мощ-стей) (симметрично 3.6-2.2 2.2 нарушен баланс мощностей)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Отключается нагрузка	15 с 1 с	

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параме-тры	Примечание
3.3 – 2.5 (2.5 – нарушен баланс мощ- стей) (симметрично 3.5-2.2 2.2 – нарушен баланс мощ- стей)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Отключается нагрузка	15 с 1 с	Синхронизация ущербной подсистемы с внешней электрической сетью. Вторая подсистема становится ущербной
2.1 – 1.1 (симметрично 2.1-1.3; 2.6-1.1; 2.6-1.3)	О	Синхронизируются подсистемы, включается секционный выключатель Переводится нагрузка, оставленная при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	15 с 1 с	Переход в нормальный режим
2.1 – 1.2 (симметрично 2.6-1.2)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Переводится нагрузка, оставленная при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	15 с 1 с	
2.2 – 1.1 (2.2 – нет откл. нагрузки) (симметрично 2.2-1.3) (симметрично 2.5-1.1; 2.5-1.3 2.5 – нет откл. нагрузки)	О	Синхронизируются подсистемы, включается секционный выключатель	15 с	
2.2 – 1.1 (2.2 – есть откл. нагрузки) (симметрично 2.2-1.3) (симметрично 2.5-1.1; 2.5-1.3 2.5 – есть откл. нагрузки)	О	Синхронизируются подсистемы, включается секционный выключатель Включается нагрузка	15 с 1 с	

Переход	Тип пере-хода	Операции	Параме-тры	Примечание
2.2 – 1.2 (2.2 – нет откл. нагрузки) (симметрично 2.5-1.2 2.5 – нет откл. нагрузки)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения	15 с	Переход в нормальный режим
2.2 – 1.2 (2.2 – есть откл. нагрузка)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Включается нагрузка	15 с 1 с	
2.3 – 1.1 (симметрично 2.3-1.3 2.4-1.1 2.4-1.3)	О	Синхронизируются подсистемы, включается секционный выключатель	15 с	
2.3 – 1.2 (симметрично 2.4-1.2)	О	Синхронизируется подсистема с внешней сетью, включается выключатель сечения Переводится нагрузка, оставленная при отделении в приемной системе, на питание от ЛСЭ	15 с 1 с	

ПРИЛОЖЕНИЕ «Г» ПАРАМЕТРЫ СИНХРОННЫХ МАШИН

Таблица Г1 – Параметры синхронных машин испытательной схемы прототипа подсистемы восстановления нормального режима

№ п/п	Обозн. параметр.	Наименование параметра	Ед. изм.	Синхронные генераторы		
				МТ-5	МГ-5	МК-3
1	$S_{НОМ}$	Полная мощность	кВА	5	5	3
2	$P_{НОМ}$	Активная мощность	кВт	4	4	2
3	$U_{НОМ}$	Номинальное напряжение	В	230	230	230
4	$I_{НОМ}$	Номинальный ток	А	12,55	12,55	7,52
5	$\cos \varphi_{НОМ}$	Номинальный $\cos \varphi$	-	0,8	0,8	0,8
6	n	Номинальные обороты	Об/мин	1500	1500	1500
7	$i_{fНОМ}$	Ток возбуждения xx при U=UN	А	0,352	0,88	0,56
8	$i_{fkз}$	Ток возбуждения при трехфазном к.з. при I=IN	А	0,476	0,4	0,4
9	x_s	Реактивное сопротивление Пелтье	о.е	0,072	0,055	0,022
10	x_d	Синхронное реактивное сопротивление по оси «d»	о.е	1,17	0,583	1,242
11	x_q	Синхронное реактивное сопротивление по оси «q»	о.е	1,04	0,264	0,662
12	x_2	Реактивное сопротивление обратной последовательности	о.е	0,064	0,079	0,069
13	x_0	Реактивное сопротивление нулевой последовательности	о.е	0,029	0,018 5	0,016
14	x'_d	Переходное сопротивление по оси «d»	о.е	0,134	0,134	0,171
15	x''_d	Сверхпереходное сопротивление по оси «d»	о.е	0,077	0,067	0,069
16	x''_q	Сверхпереходное сопротивление по оси «q»	о.е	0,087	0,077	-
17	T_{d0}	Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке статора	сек	1,56	0,947	2,8
18	T'_d	Постоянная времени переходной составляющей тока статора	сек	0,099	0,177	0,385
19	T''_d	Постоянная времени сверхпереходной составляющей тока статора	сек	0,013	0,025	-
20	T_a	Постоянная времени апериодической составляющей тока	сек	0,027	0,019	0,048
21	r_0	Омическое сопротивление обмотки статора	Ом	0,073	0,071	0,079
22	GD^2	Маховой момент агрегата без дисков	кГ·м ²	8,92	6,83	2,44
23	GD^2	Маховой момент агрегата с дисками	кГ·м ²	25,7	20,8	-
24	T_{jmin}	Постоянная времени агрегата без дисков	сек	10,92	8,42	5,0

ПРИЛОЖЕНИЕ «Д» ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2697510

**СПОСОБ УПРАВЛЕНИЯ СОСТАВОМ И ЗАГРУЗКОЙ
ГЕНЕРАТОРОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С
СОБСТВЕННЫМИ НАГРУЗКАМИ, РАБОТАЮЩЕЙ
ИЗОЛИРОВАННО И ПАРАЛЛЕЛЬНО С ПРИЕМНОЙ
ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ**

Патентообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
"Торнадо Модульные Системы" (RU)*

Авторы: *Фишов Александр Георгиевич (RU), Семендяев Родион
Юрьевич (RU), Ивкин Ефим Сергеевич (RU)*

Заявка № 2018113035

Приоритет изобретения 10 апреля 2018 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 15 августа 2019 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 10 апреля 2038 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев



**ПРИЛОЖЕНИЕ «Ж» АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ
ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ**



УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по научной работе

д.т.н.

Брованов С.В.

«25» мая 2021 г.

АКТ

о внедрении в учебный процесс Новосибирского государственного
технического университета результатов диссертационной работы

Семендяева Родиона Юрьевича

**«Исследование и разработка подсистемы восстановления нормального режима
для автоматики управления режимами локальных систем энергоснабжения»**

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационного исследования Семендяева Родиона Юрьевича «Исследование и разработка подсистемы восстановления нормального режима для автоматики управления режимами локальных систем энергоснабжения» в учебный процесс кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» Новосибирского государственного технического университета.

Предмет внедрения:

- Способ двух группового регулирования обменной мощности МиниGRID с внешней энергосистемой;
- Созданная в лаборатории кафедры АЭС физическая модель МиниGRID.

Характер внедрения:

1. Использование студентами и аспирантами при выполнении исследовательских и выпускных квалификационных работ;
2. Использование студентами и аспирантами физической модели МиниGRID.

Декан факультета энергетики, к.т.н.

А.В. Белоглазов

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования
Семендяева Родиона Юрьевича
 «Исследование и разработка подсистемы восстановления нормального режима
 для автоматики управления режимами локальных систем энергоснабжения»

Настоящим актом удостоверяется, что следующие теоретические разработки, практические рекомендации, технические результаты, полученные в диссертационном исследовании Семендяева Родиона Юрьевича внедрены на нашем предприятии:

- Способ двухгруппового регулирования обменной мощности локальной системы энергоснабжения (ЛСЭ) с внешней энергосистемой;
- Алгоритмы смены состояний ЛСЭ при восстановлении нормального режима и при переходах из режима параллельной работы в автономный и обратно.

Указанные результаты использованы при проектировании и практической реализации автоматики, обеспечивающей возможность присоединения локальной системы энергоснабжения жилмассива «Березовое» к региональной электрической сети с выдачей избытков мощностей в режиме параллельной работы.

Выражаем признательность Семендяеву Родиону Юрьевичу за существенный вклад в реализацию проекта, обеспечившего повышение надежности энергоснабжения потребителей жилмассива «Березовое», экономичности выработки энергии на когенерационной электростанции и сокращение сроков окупаемости генерирующего оборудования.

Директор ООО «Генерация Сибири»



Гилёв О.В.

21.09.2021