

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
“Иркутский национальный исследовательский технический университет”

На правах рукописи



Суслов Константин Витальевич

**МОДЕЛИ И МЕТОДЫ КОМПЛЕКСНОГО ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ
ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции
и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант – доктор технических наук, профессор,
член-корреспондент РАН **Воропай Николай Иванович**

Иркутск, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОГО ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	17
1.1. Тенденции и проблемы развития изолированных систем электроснабжения.....	18
1.2. Задачи комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения	29
1.2.1. Иерархический подход к решению проблемы	29
1.2.2. Комплексность задачи обеспечения электроэнергией потребителей	33
1.3. Методические подходы к решению задач оптимизации структуры и параметров активных изолированных систем электроснабжения	35
1.3.1. Многокритериальность задачи	35
1.3.2. Подходы к оптимизации структуры активных систем электроснабжения	38
1.3.3. Технологии накопителей электрической энергии для изолированных систем электроснабжения	42
1.4. Методические особенности исследования и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения	45
1.4.1. Характеристика проблемы с точки зрения требований надежного электроснабжения потребителей	45
1.4.2. Модели и методы оценки и обеспечения надежности систем электроснабжения, особенности таких моделей и методов применительно к изолированным системам электроснабжения	48
1.5. Актуальные вопросы анализа и обеспечения качества электроэнергии в активных изолированных системах электроснабжения	51

1.5.1.	Характеристика проблемы обеспечения качества электрической энергии в активных изолированных системах электроснабжения	51
1.5.2.	Влияние наличия гармонических колебаний	51
1.5.3.	Влияние отклонений уровней напряжения и частоты	56
1.6.	Вопросы управления электропотреблением в общей проблеме управления режимами активных изолированных систем электроснабжения	58
1.7.	Постановка задач диссертации	65
1.8.	Выводы по главе 1	71
2.	МЕТОДОЛОГИЯ ИЕРАРХИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОБОСНОВАНИЮ РАЗВИТИЯ АКТИВНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	73
2.1.	Исходные методические положения	73
2.2.	Математическая формализация задачи	80
2.3.	Декомпозиция задачи с использованием метода Бендерса	92
2.3.1.	Общие положения алгоритма Бендерса	92
2.3.2.	Оптимизация генерирующих мощностей как мастер-задача	97
2.3.3.	Оптимизация распределительной электрической сети как мастер-задача	100
2.4.	Обоснование необходимости решения подзадач комплексной задачи в соответствии с идеологией метода декомпозиции Бендерса	103
2.5.	Выводы по главе 2	105
3.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	107
3.1.	Обоснование необходимости определения параметров накопителей электрической энергии	107

3.2. Основные положения модели	108
3.3. Исследование зависимости параметров накопителей электрической энергии от состава генерации	110
3.4. Определение параметров накопителей для изолированных систем электрообеспечения	116
3.5. Многокритериальный выбор мощности и емкости накопителя с использованием экономических критериев	122
3.6. Выводы по главе 3	127
4. ВЫБОР ВАРИАНТОВ СТРУКТУРЫ АКТИВНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ИЗОЛИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРООБЕСПЕЧЕНИЯ	129
4.1. Выбор вариантов схем распределительной электрической сети с учетом их реконструкции по критерию минимума затрат на ее строительство	130
4.2. Формирование избыточного набора схем для последующего более обоснованного выбора рациональной схемы с учетом требований надежности	136
4.3. Выводы по главе 4	143
5. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ АКТИВНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРООБЕСПЕЧЕНИЯ	144
5.1. Исходные положения расчета надежности распределительной электрической сети	145
5.2. Модель и метод исследования надежности развивающихся активных изолированных систем электрообеспечения	146
5.3. Техничко-экономический анализ вариантов распределительной электрической сети интервальным методом	153
5.4. Оценка рисков дефицита мощности у потребителей на основе анализа режимной надежности базовой и реконструированной схем сети	159

5.5. Выводы по главе 5	163
6. ИССЛЕДОВАНИЕ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В АКТИВНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	164
6.1. Основные положения подхода раздельного измерения гармонических составляющих тока и напряжения	165
6.2. Обобщенная схема интеллектуального счетчика	173
6.3. Распределенная система мониторинга и управления распределением гармонических составляющих в электрической сети	176
6.4. Техническая реализация подхода управления распределением гармонических составляющих	181
6.5. Основные положения подхода для управления уровнями напряжений и частотой в изолированной системе электрообеспечения	185
6.6. Обеспечение необходимых уровней напряжений и частоты в изолированной системе электрообеспечения	190
6.7. Выводы по главе 6	202
7. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	205
7.1. Предпосылки управления энергопотреблением	205
7.2. Формализация задачи оптимизации электропотребления	207
7.3. Примеры регулирования графика нагрузок потребителей	209
7.4. Условия обеспечения управления электропотреблением	213
7.5. Выводы по главе 7	213
8. ИЛЛЮСТРАЦИЯ ПОДХОДА К ЗАДАЧЕ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ АКТИВНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	215
8.1. Решение задачи обоснования развития активных изолированных систем электрообеспечения на основании идеологии метода декомпозиции Бендерса	215

8.2. Выводы по главе 8.....	221
Заключение	222
Сокращения	224
Список литературы	225
Приложения	266

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Существенная часть территории России в силу своего географического положения не охвачена централизованным электроснабжением. Районы децентрализованного электроснабжения занимают около 60-65% территории Российской Федерации и находятся преимущественно в северной части страны. Для таких территорий характерно наличие рассредоточенных потребителей, электроснабжение которых может обеспечиваться только с помощью децентрализованных источников электроэнергии. Следует отметить достаточно низкую эффективность таких систем, наличие проблем, связанных с удаленностью рассматриваемых территорий, а также низкий технический уровень оборудования, что характерно для давно существующих систем советского и постсоветского периодов. В то же время, вследствие использования новых технологий у бытовых и промышленных потребителей, офисных и бытовых приборов на компьютерной основе, существенно возрастают требования потребителей к надежности их электроснабжения и качеству поставляемой им электроэнергии. Поэтому требуются совершенствование и развитие методологии и методов обоснования развития изолированных систем электроснабжения, учитывающих наличие инновационных технологий и средств построения таких систем и управления ими.

Степень разработанности темы исследования. Большой вклад в методологию обоснования развития электроэнергетических систем (ЭЭС) внесли Д.А.Арзамасцев, В.А.Баринов, П.И.Бартоломей, Л.С.Беляев, В.В.Бушуев, И.М.Волькенау, Н.И. Воронин, В.В.Ершевич, Л.А.Мелентьев, Ю.Н.Руденко, А.А.Макаров, А.Н.Зейлигер, В.Г.Китушин, С.А.Кукель-Краевский, А.И.Лазебник, А.Б.Лоскутов, А.С.Макарова, П.А.Малкин, А.А.Мызин, А.С. Некрасов, В.Р.Окороков, Б.В.Папков, С.В.Подковальников, Б.Г.Санев, В.В.Труфанов, В.А.Ханаев, R.N.Allan, J.Arrillaga, R.Billinton, G.Celli, G.Mokryani, Z.Styczynski, K.Rudion, M.Shahidehpour, и др. В последнее время процесс развития ЭЭС

ориентирован на использование инновационных, в том числе интеллектуальных технологий и средств.

Системы электроснабжения удаленных изолированных территорий отличаются существенными особенностями, которые в большинстве случаев не позволяют напрямую использовать для обоснования их развития методологию, разработанную для больших электроэнергетических систем. В связи с этим, и в России, и за рубежом начали разрабатываться новые методические подходы и методы оптимизации развития изолированных систем электроснабжения. Основополагающие результаты в этой области получены *В.В.Елистратовым, И.Ю.Ивановой, Д.Н.Карамовым, А.М.Клером, Б.В.Лукутиным, А.Д.Соколовым, О.А.Суржиковой, Т.Ф.Тугузовой, S.P.Chowdhury, S.Chowdhury, N.Hatziargyriou, T.Mahto, V.Mukherjee* и рядом других авторов.

В современных условиях, учитывая возросшие требования потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии, появление в структуре генерации источников с нестационарной выработкой мощности, возможности широкого использования накопителей электрической энергии, возможности управления электропотреблением, требуется принципиальная модернизация методологии и методов обоснования развития изолированных систем электроснабжения. Актуальным новым аспектом методологии обоснования развития изолированных систем электроснабжения является учет факторов и условий, реализующих принципы, методы и средства управления, обеспечивающие активность рассматриваемых систем электроснабжения. При этом под активностью систем электроснабжения понимается их способность к автоматическому самовосстановлению схемы и поддержанию требуемых значений параметров режима действием соответствующих систем управления установками распределенной генерации и реконфигурацией электрической сети.

С учетом сказанного:

Объект исследования — активные изолированные системы электроснабжения.

Предметом исследования является обоснование развития активных изолированных систем электроснабжения.

Целью работы является разработка методологии комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения.

Для достижения цели в диссертационной работе решаются следующие **задачи**:

1. Аналитический обзор тенденций и методов обоснования развития изолированных систем электроснабжения.

2. Разработка методических основ обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на базе иерархического подхода и совершенствования иерархической системы моделей.

3. Разработка методов решения задач комплексного развития активных изолированных систем электроснабжения, включающих:

- * определение оптимальных параметров накопителей электрической энергии в изолированных системах электроснабжения, использующих генерацию на базе возобновляемых источников энергии;

- * оценку и обеспечение надежности активных изолированных систем электроснабжения;

- * мониторинг и обеспечение требуемого качества электрической энергии в активных изолированных системах электроснабжения;

- * регулирование графиков нагрузок потребителей в активных изолированных системах электроснабжения.

Научная новизна работы

1. Разработаны методические основы обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на базе иерархического подхода и использования комплекса взаимосвязанных моделей выбора решений.

2. Разработаны методические принципы решения задач комплексного развития активных изолированных систем электроснабжения с применением идеологии метода декомпозиции Бендерса путем разделения комплексной проблемы на взаимосвязанные мастер-задачи и совокупность подзадач.

3. Разработана методика определения оптимальных параметров накопителей электрической энергии в активных изолированных системах электроснабжения с учетом состава установок генерации на базе возобновляемых источников энергии с использованием метода целенаправленной имитации.

4. Разработаны методы оценки и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения на основе эффективных матричных алгоритмов.

5. Разработана методика распределенного мониторинга гармонических колебаний тока и напряжения и снижения их уровня в активных изолированных системах электроснабжения на базе векторных измерений параметров режима и использования навигационных систем.

6. Разработан методический подход для управления ветроагрегатами в активной изолированной системе электроснабжения на основе принципа управления с прогнозирующей моделью для стабилизации выдаваемой мощности с целью повышения качества электроэнергии по частоте и уровням напряжений в системе.

7. Разработана методика регулирования графиков нагрузок потребителей для оптимизации электропотребления в активных изолированных системах электроснабжения.

Практическая значимость и результаты внедрения

1. Разработанная методология позволяет решать практические задачи по обоснованию развития активных изолированных систем электроснабжения с обеспечением надежности электроснабжения потребителей, качества электрической энергии и эффективности функционирования систем электроснабжения и потребителей с использованием средств управления.

2. Результаты проведенных в диссертационной работе исследований используются в учебном процессе в ФГБОУ ВО “Иркутский национальный исследовательский технический университет”, ФГБОУ ВО “Ангарский государственный технический университет” и ФГАОУ ВО “Северо-Восточный федеральный университет им. М.К.Аммосова”.

3. Результаты исследований приняты к использованию и внедрены в: ОАО “Первая нерудная компания” – филиал Ангасольский щебеночный завод (методика повышения надежности распределительной сети и методика регулирования графиков нагрузок потребителей); Институте физико-технических проблем Севера им. В.П.Ларионова СО РАН (программные продукты “Программа определения мощностей гармонических составляющих высших порядков в электроэнергетической системе” и “Программа для расчета и управления уровнем гармонических составляющих в питающей электрической сети”); ООО “ИЗТМ-инжиниринг” (методы оценки и повышения надежности систем электроснабжения использованы при реконструкции системы электроснабжения драги 250 № 66, расположенной на реке Хомолхо Бодайбинского района Иркутской области и методика регулирования графиков нагрузок); ООО “Производственная компания” (методика регулирования графиков нагрузок); ООО “Витим-лес” (в процессе реконструкции изолированной системы электроснабжения “Производственный участок Давыдова” результаты были использованы при определении состава генерирующих источников и накопителей электрической энергии в системе электроснабжения предприятия, осуществлении мероприятий по повышению надежности системы электроснабжения посредством ее реконфигурации, оптимизации энергопотребления за счет изменения нагрузки); ООО “Сименс” (методы оценки и повышения надежности систем электроснабжения использованы при проектировании системы электроснабжения объекта “Маяк-Норникель”).

Основные положения, выносимые на защиту

1. Новая методология комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения с использованием усовершенствованных моделей.

2. Методические принципы решения задач обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения с применением идеологии метода декомпозиции Бендерса путем разделения комплексной проблемы на взаимосвязанные мастер-задачи и совокупность подзадач.

3. Методика определения оптимальных параметров накопителей электрической энергии для активных изолированных систем электроснабжения, включающих генерацию на базе возобновляемых источников энергии.

4. Методы оценки и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения.

5. Методика распределенного мониторинга гармонических колебаний тока и напряжения и снижения их уровня в активных изолированных системах электроснабжения.

6. Методический подход к стабилизации параметров режима для обеспечения требуемых уровней напряжений и частоты в активной изолированной системе электроснабжения при управлении ветроэнергетической установкой.

7. Методика регулирования графиков нагрузок потребителей в изолированных системах электроснабжения.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности 05.14.02 – “Электрические станции и электроэнергетические системы”

Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта:

- П.6 “Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике”;
- П.8 “Разработка методов статической и динамической оптимизации для решения задач в электроэнергетике”;
- П.11 “Разработка методов анализа структурной и функциональной надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения”;
- П.12 “Разработка методов контроля и анализа качества электроэнергии и мер по его обеспечению”.

Достоверность результатов научных исследований. Достоверность полученных результатов подтверждается их соответствием базовым законам электротехники и теории электрических цепей, корректностью математических моделей, их адекватностью для исследуемых процессов, соответствием

теоретических положений и результатов, полученных при внедрении. Теоретические и практические результаты исследований докладывались и положительно оценены на международных симпозиумах, конференциях, семинарах и т.д.

Методология и методы исследования. В работе использованы методология системных исследований в энергетике, методы математического моделирования систем электроснабжения, методы математического анализа, методы исследования надежности, комбинаторные методы выбора рациональной конфигурации систем, идеология метода декомпозиции Бендерса, математические модели в виде интегральных полиномов Вольтерра.

Связь работы с научными программами, планами, темами, грантами. Работа выполнена в рамках гранта «Интеллектуальные сети (Smart Grid) для эффективной энергетической системы будущего» по постановлению Правительства Российской Федерации от 9 апреля 2010 г. № 220 «О мерах по привлечению ведущих ученых в российские образовательные учреждения высшего профессионального образования, научные учреждения государственных академий наук и государственные научные центры Российской Федерации» (договор № 11.G34.31.0044).

Личный вклад автора

Диссертация является законченной научной работой и результатом самостоятельных исследований автора, а также исследований, проводимых под его непосредственным руководством и с личным участием. Личный вклад автора в совместных работах состоит в разработке методологии и методов исследования, получении, обработке и обсуждении экспериментальных данных, анализе и обобщении результатов. Личное участие автора подтверждено опубликованными работами, свидетельствами о результатах интеллектуальной деятельности и апробациями на научных конференциях. Обсуждение и интерпретация полученных результатов проводилась совместно и соавторами публикаций. Положения, выносимые на защиту, результаты, определяющие научную новизну

и практическую значимость, выводы диссертационной работы сформулированы автором самостоятельно. Текст диссертации написан автором самостоятельно.

Апробация работы

Результаты и выводы, представленные в данной работе, докладывались на различных симпозиумах, семинарах и конференциях, в том числе: Modern Electric Power Systems Symposium (Wroclaw, 2010), International Conference on Power System Technology “PowerCon” (Hangzhou, 2010), III International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives “Powereng” (Malaga, 2011), VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием “Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов” (г. Благовещенск, 2011), IEEE Power & Energy Society General Meeting (Detroit, 2011; San Diego, 2012; Washington, 2014), International Symposium CIGRE (Bologna, 2011), International Scientific Symposium “Elektroenergetika 2011” (Stara Lesna, 2011), International Conference IEEE “Electrical Power Quality and Utilization” (Lisbon, 2011), IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (Manchester, 2011; Berlin, 2012; Istanbul, 2014; Ljubljana, 2016; Torino, 2017; Sarajevo, 2018), 5th International Conference on Liberalization and Modernization of Power Systems (Иркутск, 2012), IEEE International Energy Conference and Exhibition ENERGYCON (Florence, 2012), International Conference on Smart Grids and Green IT Systems (SMARTGREENS), (Aachen, 2013; Lisbon, 2015; Rome, 2016), IEEE PowerTech (Grenoble, 2013; Eindhoven, 2015), IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility, Europe (Brugge, 2013), CIGRE SC C6 Colloquium (Yokohama, 2013), IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (Bucharest, 2014; Ljubljana, 2018), 18th Power Systems Computation Conference (Wroclaw, 2014), Международной конференции "Алгоритмический анализ неустойчивых задач" (Челябинск, 2014), International Conference on Critical Information Infrastructures Security (Limassol, 2014), Международной молодежной научно-технической конференции “Электроэнергетика глазами молодежи” (Томск, 2014; Иваново, 2015, Казань, 2016, Самара, 2017), Международной конференции “Управление качеством

электрической энергии” (Москва, 2014), 1st IFAC Conference on Modeling, Identification and Control of Nonlinear Systems (Санкт-Петербург, 2015), International Conference “Problems of Critical Infrastructures” (Санкт-Петербург, 2015), Международной научно-технической конференция “Компьютерное моделирование - 2015” (Санкт-Петербург, 2015), International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (Vienna, 2015), Международной молодежной научной школе-конференции “Теория и численные методы решения обратных и некорректных задач” (Новосибирск, 2015), International Workshop “Contingency Management, Intelligent, Agent-Based Computing And Cyber Security In Critical Infrastructures” (Листвянка, 2016), International Conference on Stability and Oscillations of Non-linear Control Systems (Pyatnitskiy's Conference) (Москва, 2016), IFAC and CIGRE/CIRED Workshop on Control of Transmission and Distribution Smart Grids (Prague, 2016), XXIV Международной научно-технической и практической конференции ТРАВЭК “Перспективы развития электроэнергетики и высоковольтного оборудования. Коммутационные аппараты, преобразовательная техника, микропроцессорные системы управления и защиты” (Москва, 2016), Международном научном семинаре им. Ю.Н.Руденко “Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики” (Чолпон-Ата, 2017).

Публикации

Основные результаты и выводы по диссертационной работе опубликованы в 65 работах, из них 22 - в изданиях из перечня, рекомендованного ВАК, 38 - в изданиях индексируемых наукометрическими базами Scopus и Web of Science (в том числе 2 переводные статьи из изданий, рекомендованных ВАК), 5 коллективных монографиях, получены 8 свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ и 1 патент на полезную модель.

Структура диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 8 глав, заключения, списка литературы, содержащего 384 наименования, и 3 приложений. Материал изложен на 297 страницах, из которых 266 страниц основного текста и 31 страница приложений.

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОГО ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Глава посвящена анализу методических основ комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения (СЭС). Изучение тенденций развития СЭС на перспективу на базе признанной во всем мире технологии интеллектуальной электроэнергетической системы (ЭЭС) с учетом возможностей управления электропотреблением и существенного повышения требований потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии показывает актуальность придания системам электроснабжения свойства активности, реализуемого путем автоматизации использования в СЭС средств обеспечения требуемых уровней надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

Для изолированных СЭС, удаленных от систем централизованного электроснабжения, задача усложняется использованием источников на возобновляемых энергоресурсах (ветроэнергетические установки и солнечные электростанции), имеющих нестационарный режим выдачи мощности. Для снижения этой нестационарности целесообразно использовать накопители электрической энергии.

С учетом приведенных факторов формулируется постановка задач диссертации, заключающихся в комплексном обосновании развития генерирующих источников на традиционных топливных и возобновляемых энергоресурсах совместно с накопителями электроэнергии, развития электрической сети, а также обоснования средств обеспечения активности СЭС для повышения надежности электроснабжения, качества электроэнергии и эффективности управления энергопотреблением. Обосновывается целесообразность использования иерархического подхода к решению рассматриваемой комплексной проблемы.

1.1. Тенденции и проблемы развития изолированных систем электроснабжения

Значительная часть территории регионов Российской Федерации в силу своего географического положения не охвачена централизованным электроснабжением. Районы децентрализованного энергоснабжения занимают около 60-65% территории страны и находятся преимущественно в северных регионах страны.

Всего в зоне децентрализованного электроснабжения находится около 30 000 поселений. Из них более 6 000 населенных пунктов имеют численность населения более 500 человек, около 1000 населенных пунктов - численность населения свыше 2000 человек и 580 населенных пунктов имеют население свыше 3000 человек [1]. На таких территориях, преимущественно в районах Крайнего Севера, проживает около 8 % населения страны, но в тоже время добывается около 76 % российской нефти, 93 % природного газа, 95 % золота, 100 % алмазов, 100 % икры лососевых рыб и т.д. Вклад в формирование доходов бюджетной системы Российской Федерации составляет более 50 %, а доля поступлений от экспорта близка к 70 % [1].

По данным авторов работы [2] в локальных, изолированно работающих энергоузлах северо-восточных регионов России эксплуатируется 29 электростанций суммарной мощностью 6,4 тыс. МВт. Общее количество малых источников генерации в Восточной Сибири превышает 1400 шт., на Дальнем Востоке – 3000 шт. Суммарная установленная мощность таких электростанций составляет 800 МВт и 1080 МВт соответственно, выработка электрической энергии 1,9 млрд кВт. ч и 1,3 млрд кВт. ч. [3]. Таким образом, порядка 30% мощности малых электростанций России функционирует на территории данного региона [4]. В качестве таких источников энергии, в большинстве случаев, используются дизельные электростанции, газотурбинные и газопоршневые установки. На данной территории эксплуатируется 5 геотермальных ТЭС суммарной мощностью 85 МВт, 5 малых ГЭС мощностью 29 МВт и 3

ветроэнергетические станции суммарной мощностью 3,25 МВт [2]. Ежегодное производство электроэнергии геотермальными электростанциями составляет 440-470 млн кВт·ч [3]. Но очевидно, вовлечение в структуру генерации возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на сегодняшний день явно недостаточное. По оценкам авторов работ [5, 6] число дизельных электростанций, работающих в изолированных энергосистемах составляет около 900 и выработка электроэнергии ими достигает 2,54 млрд кВт·ч.

На рисунке 1.1. показана зона централизованного электроснабжения от объединенных энергосистем, локальные энергоузлы и энергорайоны северных регионов [5]. На остальной территории России расположено большое количество изолированных потребителей, энергоснабжение которых обеспечивается от автономных источников энергии небольшой мощности.

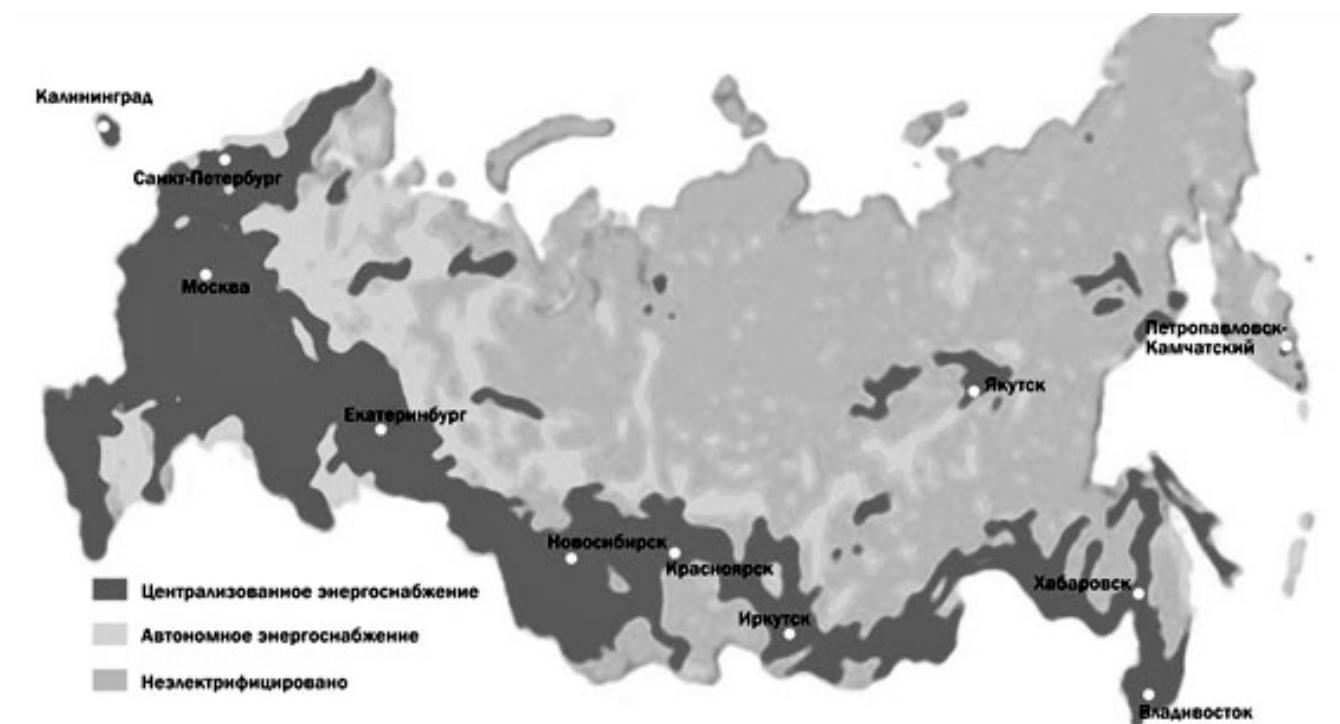


Рисунок 1.1 – Зонирование территории России по степени централизации электроснабжения [5]

Условно изолированные энергосистемы в России можно разделить на следующие группы:

- крупные изолированные системы с установленной мощностью более 100 МВт с сетями напряжением 110-220кВ;
- средние системы 5-100 МВт, которые имеют сети напряжением 6-10-35 кВ, в отдельных случаях 110 (220) кВ;
- малые системы от 1 до 5 МВт (напряжение 6-10кВ);
- совсем малые – до 1 МВт.

Данная классификация достаточно условна в виду нечеткости границ.

Но, тем не менее, к первой группе следует отнести энергорайоны: Норильский, Центральный Магаданской энергосистемы Магаданской области и Западный Республики Саха (Якутии), которые имеют суммарную мощность электростанций около 1000 МВт, а также Центральные энергорайоны Сахалинской области, Камчатского края и Якутии.

Ко второй группе относятся более мелкие системы, такие как энергоузлы Чукотки (Чаун-Билибинский, Анадырский и Эгвекинотский энергоузлы), Охинский Сахалинской области, также энергоузлы поселков Усть-Камчатск Камчатского края, Тикси, Депутатский, Накын Якутии, Новиковский энергоузел и Северокурильск Сахалинской области и ряд других.

Малых и совсем изолированных систем на территории России расположено достаточно большое количество.

Крупные изолированные системы, как правило, по многим своим параметрам и условиям функционирования приближены к свойствам централизованной энергосистемы. Это связано с тем, что в таких системах имеются крупные электростанции и сети напряжением до 110-220кВ.

Средние и малые системы, как правило, обеспечиваются электроэнергией от небольших источников энергии, в том числе от дизельных генераторов, газопоршневых установок и т.д.

В данной работе, исходя из сказанного, необходимо сосредоточиться на второй и третьей группах изолированных СЭС.

Во многих публикациях[1, 6-18 и др.] проводится технико-экономическая оценка энергоснабжения изолированных потребителей. Рассматриваются вопросы современного состояния развития электроснабжения изолированных территорий. Приводится экономическое обоснование эффективности подключения потребителей к централизованному энергоснабжению, либо обоснование использования местных малых источников энергии.

В работах [17, 18] рассмотрена оптимизация развития и функционирования изолированных энергосистем, в которых электро- и теплогенерирующие системы рассматриваются совместно. Авторами учтен случайный характер работы изолированных энергосистем и предложен метод согласованной оптимизации их функционирования.

Таким образом, делаются выводы о целесообразности централизованного и децентрализованного электроснабжения для различных территорий в зависимости от тарифов на электроэнергию и стоимости топлива. По результатам таких технико-экономических расчетов можно сделать вывод о наличии достаточно большого количества удаленных территорий, электроснабжение потребителей которых необходимо осуществлять от изолированных систем электроснабжения (СЭС).

На формирование, развитие и функционирование СЭС на изолированных территориях существенное влияние оказывают следующие особенности [19]:

- территории имеют большую площадь с достаточно низкой плотностью электрических нагрузок, что приводит к повышенным затратам на централизованное электроснабжение за счет высокой стоимости транспортировки электроэнергии;
- недостаточная освоенность данных территорий, наличие преимущественно небольших поселений, что подразумевает невысокий уровень потребления электроэнергии и не дает возможность использовать крупные источники генерации;

- энергетика отдаленных территорий, в основном, базируется на привозном жидком топливе со сложным, трудоемким и сезонным способом доставки, т.е. с высокой транспортной составляющей, что приводит к высокому удельному весу топливной составляющей при производстве электроэнергии;
- невысокий технический уровень энергохозяйств с высокой степенью износа оборудования приводит к низким экономическим характеристикам источников генерации;
- сложные и, в основном, суровые природно-климатические условия этих регионов также приводят к низкому уровню надежности энергообеспечения потребителей.

Как отмечено выше, для таких территорий характерно наличие рассредоточенных потребителей, электроснабжение которых может обеспечиваться только с помощью децентрализованных источников электроэнергии. В связи с этим комплексное развитие изолированных систем электроснабжения для удаленных территорий является важной задачей. Решение данной задачи позволит обеспечить потребителей электроэнергией необходимо качества и с необходимым уровнем надежности.

Одним из путей улучшения обеспечения электрической энергией удаленных изолированных территорий является приоритетное использование возобновляемых и местных энергоресурсов. Применение такого подхода требует проведения комплексного анализа возможностей применения альтернативных вариантов энергоснабжения и оценки их технико-экономической эффективности.

По данным автора работы [6], необходимо повышение самообеспеченности удаленных территорий местными топливно-энергетическими ресурсами, в том числе, и с точки зрения повышения их энергетической безопасности. При выработке электрической энергии в объеме 2,54 млрд кВт·ч [5, 6] в год, использование распределенных генерирующих источников на базе использования ВИЭ позволит обеспечить [6]:

- снижение на 15–20 % потерь на транспортировку и распределение электроэнергии за счёт приближения объектов производства электроэнергии к потребителям;
- существенное уменьшение объёмов дальнепривозного топлива (при условии замещения с помощью ВИЭ до 50 % энергии, вырабатываемой дизельной распределённой генерации (около 100 ТВт·ч);
- экономия дизельного топлива составит порядка 17,5 млн тонн в год;
- уменьшение вредных выбросов в окружающую среду (в частности, примерно 40 млн. тонн CO_2 , 80 тыс. тонн SO_x , 600 тыс. тонн NO_x);
- уменьшение объёмов завоза бочек для дизельного топлива на северные территории (около 200 тыс. в год);
- повышение надёжности электроснабжения потребителей таких территорий.

Широкое применение ВИЭ является общемировой тенденцией. Эти источники выступают в качестве альтернативы традиционным источникам энергии. Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2030 года, предусмотрено замещение 20 млн. тонн условного топлива традиционных энергоносителей за счет генерации с помощью ВИЭ [20]. Для достижения данной цели необходим комплексный подход к анализу научных, экономических и технологических аспектов применения таких установок [19].

В связи с нестационарностью работы электростанций на базе ВИЭ таких источников должны быть изменены подходы к развитию изолированных СЭС. Следует учитывать необходимость накопителей электроэнергии, управление электропотреблением и активизацию роли потребителей в этом процессе, а также высокие требования потребителей электроэнергии к качеству электроэнергии и надёжности электроснабжения (вследствие широкого использования современной бытовой, офисной и промышленной техники с применением электроники и цифровых технологий).

Для унификации терминологии в области ВИЭ в данной работе используются термины, регламентированные ГОСТ Р 54531-2011 [21]. В работе [22] рассмотрены особенности и дается определение понятия изолированной энергосистемы. По его мнению, как правило, это небольшая система электроснабжения, которая имеет, очень часто, единственного собственника как генерации, так и потребителей, нагрузки которой связаны в единый технологический цикл, или с несколькими населенными пунктами.

В литературе встречается различная терминология для определения изолированных систем [13, 14, 17, 18, 22-40]. В данной работе автор будет придерживаться определения, предлагаемого в [22].

Некоторыми исследователями отмечается, что в изолированных системах не обязательно поддерживать строгие показатели качества электрической энергии [38, 41]. Но данное утверждение выглядит спорным. Более подробно обоснование спорности этого утверждения будет дано в работе далее.

В работах иностранных авторов проведены исследования для ряда специфических случаев зарубежных изолированных СЭС [16, 42-47 и др.]. Различия в развитии зарубежных и российской энергосистем являются весьма существенными.

Таковыми отличиями, прежде всего, являются климатические условия, возможность квалифицированного технического обслуживания сложного оборудования и систем управления, труднодоступность территорий, различия в нормативно-правовых и законодательных документах, технологические особенности производства у потребителей и др.

Естественно, возникают сомнения в целесообразности прямого копирования западных концепций в российских условиях. Одной из важных особенностей российских изолированных СЭС является то, что в них преобладает нагрузка промышленных предприятий, а бытовая нагрузка занимает существенно меньшую долю. В зарубежных изолированных СЭС наибольшую долю занимает нагрузка бытовых потребителей, что также накладывает свои особенности при их развитии и функционировании.

С учетом особенностей изолированных районов, СЭС таких территорий России приобретают специфические черты в характере их электрических режимов и управления ими в различные сезоны года и в разное время суток.

Основными задачами, которые стоят при обосновании развития изолированных систем электроснабжения являются следующие [48]:

- выбор типа и структуры источников генерации;
- выбор конфигурации и параметров электрической сети;
- оценка надежности электроснабжения;
- анализ качества электрической энергии;
- анализ режимов работы СЭС.

Условно задачи обоснования развития и оптимизации изолированных СЭС можно рассматривать в виде следующей структуры, которая представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Обоснование развития изолированных систем электроснабжения

Задачи	Требования
Выбор типа и структуры источников генерации	• Требования со стороны потребителей • Наличие топливных ресурсов • Низкие капитальные затраты • Низкие эксплуатационные расходы • Возможности бесперебойного обеспечения топливными ресурсами • Климатические условия • Требования по надежности
Выбор конфигурации и параметров сети	• Экономическая целесообразность • Географические особенности местности • Выбор числа и места установки генераторов • Требования по надежности электроснабжения
Оценка надежности электроснабжения	• Соответствие нормативным требованиям по надежности
Оценка качества электроэнергии	• Соответствие нормативным документам, предъявляющих требования к качеству электрической энергии
Анализ электропотребления	• Соответствие требованиям технологического процесса у потребителей • Эффективность систем управления

Таким образом, задачу обоснования развития изолированных систем электроснабжения необходимо разбить на ряд подзадач, к каждой из которых предъявляются определенные требования. Каждая из представленных в таблице 1.1 подзадач имеет свои методы решения и должна рассматриваться отдельно. Но в тоже время в виду комплексности проблемы данные подзадачи взаимосвязаны и необходимо при их решении учитывать их взаимное влияние.

В изолированных СЭС в качестве основных генерирующих мощностей могут быть использованы:

- дизель-генераторы;
- мини- и микро- ГЭС;
- системы когенерации;
- накопители электрической энергии;
- электростанции на биомассе;
- ветроэнергетические установки;
- солнечные электростанции;
- мини-АЭС;
- газотурбинные установки;
- газопоршневые установки.

Условно изолированные системы предлагается разделить на три вида [37]:

- с использованием исключительно одного вида генерирующих источников (например, только дизельный генератор, только ветрогенераторы и т.д.);
- комбинированная (гибридная) система;
- система с использованием накопителей электрической энергии.

Система с применением исключительно дизельных генераторов имеет ряд достоинств, прежде всего, является наиболее надежной и позволяет легче управлять генерацией, но имеет ряд недостатков, в частности:

- высокая стоимость топлива и сложность эксплуатации;

- низкий КПД при пониженной нагрузке, как правило, она должна быть не ниже 80% от номинальной; при снижении номинальной нагрузки до 50% КПД существенно снижается [49, 50];
- сложность работы при колебаниях нагрузки, что весьма характерно для изолированных систем (даже установка нескольких генераторов не может полностью исключить данную проблему, что также повышает стоимость эксплуатации);
- экологические проблемы.

Очевидно, что система исключительно с одним видом генерации с использованием ВИЭ также является ненадежной ввиду изменчивости климатических условий. Например, применение исключительно солнечных электростанций приводит к зависимости от длины светового периода суток.

Объединение различных типов генераторов в одну систему позволяет сделать ее более устойчивой.

Конкурентоспособность различных типов генерирующих установок, в том числе на возобновляемых энергоресурсах, зависит от конкретных условий (климатические характеристики, длины светового дня, стоимость топлива и т.д.).

Наличие накопителей позволяет в изолированной СЭС повысить надежность такой системы, а также оптимизировать работу генерирующих источников [51-53]. Нестационарный характер генерации при использовании ВИЭ также оказывает существенное влияние на выбор источников генерации. Использование накопителей электрической энергии позволяют сгладить колебания при выработке электроэнергии с помощью возобновляемых источников энергии.

Состав генерирующих мощностей выбирается, исходя из специфических требований потребителей (например, буровые установки) и бытовых, наличия топливных ресурсов (попутный газ, большое количество дней солнечного сияния, ветровые характеристики). Также большое влияние оказывают климатические

условия северных территорий Российской Федерации (прежде всего низкие температуры).

Поскольку изолированная система также может включать в себя активных потребителей, накопители электрической энергии, то она может представляться как виртуальная электростанция. Работа виртуальной электростанции обеспечивается единой системой управления режимами [54-59]. В этом случае виртуальная электростанция имеет, прежде всего, техническое назначение (регулирование частоты, поддержание уровня напряжения, поддержание требуемого качества электрической энергии).

В изолированных СЭС появились новые факторы, которые необходимо учитывать при развитии таких сетей. Причем они появились как со стороны генерирующих источников, так и со стороны потребителей электрической энергии. Со стороны потребителей появились новые бытовые и промышленные приемники электрической энергии с повышенными требованиями к качеству электроэнергии и надежности электроснабжения. Со стороны генерирующих источников появились новые технологии генерации, в том числе газотурбинные и газопоршневые установки, ветроэнергетические установки, солнечные электростанции и др., а также накопители электрической энергии.

Появление современных технических возможностей, в том числе интеллектуальных технологий и современного оборудования, дает возможность реализовать принципы активности изолированных СЭС. Это принципиально иная идеология, основанная, в том числе, на принципах самовосстановления (“самолечения”) систем электроснабжения посредством реконфигурации и управления распределенной генерацией. В результате должна измениться идеология построения и функционирования будущих систем электроснабжения, в том числе изолированных, как активных систем.

Реализация активности систем подразумевает наличие современных информационно-коммуникационных систем и систем управления.

С технической точки зрения понятие активности системы электроснабжения, с точки зрения распределительной электрической сети,

рассмотрено в [60] на основе имеющихся представлений [61-64 и др.]. Целесообразно его уточнить и детализировать следующим образом. Активность системы электроснабжения подразумевает использование автоматических средств управления конфигурацией и параметрами системы с целью:

- рационального обеспечения требований экономической эффективности нормальных, ремонтных, послеаварийных и других режимов (например, минимум потерь активной мощности),
- надежности электроснабжения потребителей (с точки зрения уменьшения дефицита мощности и недоотпуска электроэнергии потребителям в аварийных ситуациях),
- качества поставляемой потребителям электроэнергии (уровни напряжений, наличие гармоник и др.).

Указанные автоматические средства управления могут быть реализованы на базе коммутационных аппаратов с дистанционным управлением, а также систем управления источниками распределенной генерации [65-70]. При этом должна быть обеспечена координация взаимодействия активной системы электроснабжения с управлением нагрузкой. Например, это может осуществляться активными потребителями, которые имеют возможность управления собственным электропотреблением в темпе процесса, в том числе используя дифференцированные тарифы на электроэнергию либо текущую ее цену на спотовом рынке электроэнергии [71].

1.2. Задачи комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения

1.2.1. Иерархический подход к решению проблемы

Учитывая масштабы изолированных систем электроснабжения, всю совокупность требований к их развитию и функционированию для обеспечения

экономичности, надежности электроснабжения и качества электроэнергии, и, как следствие, высокую трудоемкость моделирования всего комплекса необходимых для детального учета факторов и условий, целесообразно рассматривать иерархический подход к решению задач обоснования развития этих систем, используя методические рекомендации [72, 73]. На основании обобщения существующего опыта проектирования систем электроснабжения с учетом идеологии иерархического подхода общая проблема обоснования развития таких систем представляется в виде трех последовательных этапов [74]:

1. Обоснование рациональной конфигурации СЭС, которая определяется взаиморасположением и взаимосвязью элементов в системе.
2. Комплексная оптимизация структуры и параметров системы электроснабжения с учетом требований к ее активности, надежности электроснабжения, качеству электрической энергии и экономической эффективности принимаемых решений.
3. Исследование условий функционирования будущей системы электроснабжения на основе детального анализа ее нормальных, аварийных, послеаварийных и других режимов работы. Необходимым условием является выполнение возросших требований к параметрам режимов, надежности электроснабжения потребителей и качеству электроэнергии с учетом конкретных средств и мероприятий по обеспечению активности системы электроснабжения.

Зарубежные разработки в этом направлении анализируются в обзоре [75]. Рассмотрены вопросы планирования подстанций и сетевой структуры как для нормальных режимов работы, так и для аварийных. Математические модели и методы комплексной оптимизации структуры и параметров систем электроснабжения, в том числе с учетом распределенной генерации, рассматриваются в [75-78 и др.] рядом авторов. Методически и практически непроработанной является комплекс задач исследования условий функционирования будущих активных СЭС. Рассмотрим специфику этого направления на примерах ряда задач.

С точки зрения рассматриваемой проблемы представляет интерес, с помощью каких активных средств и мероприятий может быть достигнуто выполнение возросших требований по надежности электроснабжения потребителей и качеству электрической энергии с учетом экономической эффективности функционирования СЭС.

Надежность электроснабжения потребителей определяется на основе расчетов надежности распределительной электрической сети путем определения ее слабых мест, по отношению к которым целесообразно рекомендовать мероприятия по повышению надежности электрической сети и, в конечном счете, надежности электроснабжения конкретных потребителей. В работе [60] для этой цели рассматривается задача расчета режимной надежности распределительной электрической сети. Свойство активности систем электроснабжения в этом случае достигается за счет координированных действий дистанционно управляемых коммутационных аппаратов с целью реконфигурации электрической сети в послеаварийных состояниях системы, а также систем управления установками распределенной генерации. Применительно к проблеме развития системы электроснабжения требуется решать задачу об оптимальной расстановке таких устройств [67-69] с учетом неопределенности информации на перспективу и множественности внешних условий развития СЭС.

Качество электроэнергии для систем электроснабжения, работающих параллельно с высоковольтной электроэнергетической системой, определяется уровнями напряжений в узлах схемы, наличием гармоник напряжений и токов, разной по величине (несимметричной) нагрузкой по фазам трехфазной системы. Для изолированных СЭС к этому перечню добавляются требования к уровням напряжения и частоты.

Основные проектные задачи в этой составляющей проблемы связаны с оптимизацией состава, параметров и размещения указанных устройств непрерывного и дискретного управления для придания свойства активности распределительной электрической сети.

Одной из распространенных задач обеспечения экономической эффективности функционирования пассивных (не содержащих источников) систем электроснабжения является минимизация потерь активной мощности в распределительной электрической сети. В случае наличия источников распределенной генерации дополнительно может минимизироваться расход топлива этими установками. Указанные задачи в большой степени имеют эксплуатационный характер, однако они важны и в плане размещения установок распределенной генерации и коммутационных аппаратов для размыкания кольцевой структуры электрической сети, что является задачей развития. При учете активности потребителей задачи взаимодействия СЭС и потребителей должны решаться совместно. Применительно к распределительной электрической сети одним из основных средств управления является реконфигурация сети с использованием дистанционно управляемых коммутационных аппаратов [79-82].

При оптимизации суточных графиков нагрузки энергопотребления, в частности с участием активных потребителей используется самостоятельный критерий [83]. Таким образом, общая задача, координирующая взаимодействие системы электроснабжения и потребителей, является многокритериальной.

С учетом изложенного, проблему исследования условий функционирования будущей активной системы электроснабжения необходимо рассматривать в составе двух взаимосвязанных групп задач:

- оценка выполнения возросших требований к параметрам режима по условиям надежности электроснабжения потребителей и качеству электрической энергии путем расчетов соответствующих режимов с учетом их экономической эффективности при заданных расчетных условиях в соответствии с действующими методическими документами (государственные и отраслевые стандарты, методические рекомендации и др.), а также возросшими требованиями потребителей;
- при невыполнении указанных возросших требований к параметрам режима обоснование необходимых средств и мероприятий по вводу

параметров режима в допустимые границы путем реконфигурации схемы системы электроснабжения и управления ее параметрами в рассмотренных выше аспектах; при этом решаются задачи выбора состава, параметров и мест размещения средств реконфигурации и управления параметрами схемы (коммутационных аппаратов, компенсирующих устройств различного назначения и др.).

Следует подчеркнуть необходимость координации различных задач обоснования средств реконфигурации СЭС, их состава, параметров и расстановки с учетом реально многоцелевого использования этих средств. Критерием при этом может быть минимум затрат на указанные средства для всего множества возможностей их использования. На данный момент исследованы различные подходы к формализации отдельных задач рассматриваемой группы [36, 72, 75-77 и др.], координационная задача остается пока практически неисследованной.

Рассмотрим далее ключевые аспекты реализации изложенной методологии.

Как отмечено выше, обоснование развития активных СЭС необходимо решать как многошаговую задачу. На рисунке 1.2 представлена общая схема обоснования развития активных СЭС в виде нескольких этапов.

Последовательность решаемых задач соответствует изложенной выше идеологии. Следует лишь обратить внимание на логические условия, представленные на схеме и позволяющие возвращаться к предшествующим этапам для уточнения решений. Особенностью данной схемы является то, что процесс обоснования развития, реализуемый на базе идеологии иерархического подхода, позволяет детально учитывать многообразные факторы и условия.

1.2.2. Комплексность задачи обеспечения электроэнергией потребителей

В основном в состав изолированных систем электроснабжения входят следующие основные типы генерирующих источников [84-86 и др.]:

1. Работающие на традиционном ископаемом топливе.
2. Использующие ВИЭ в качестве источника энергии.

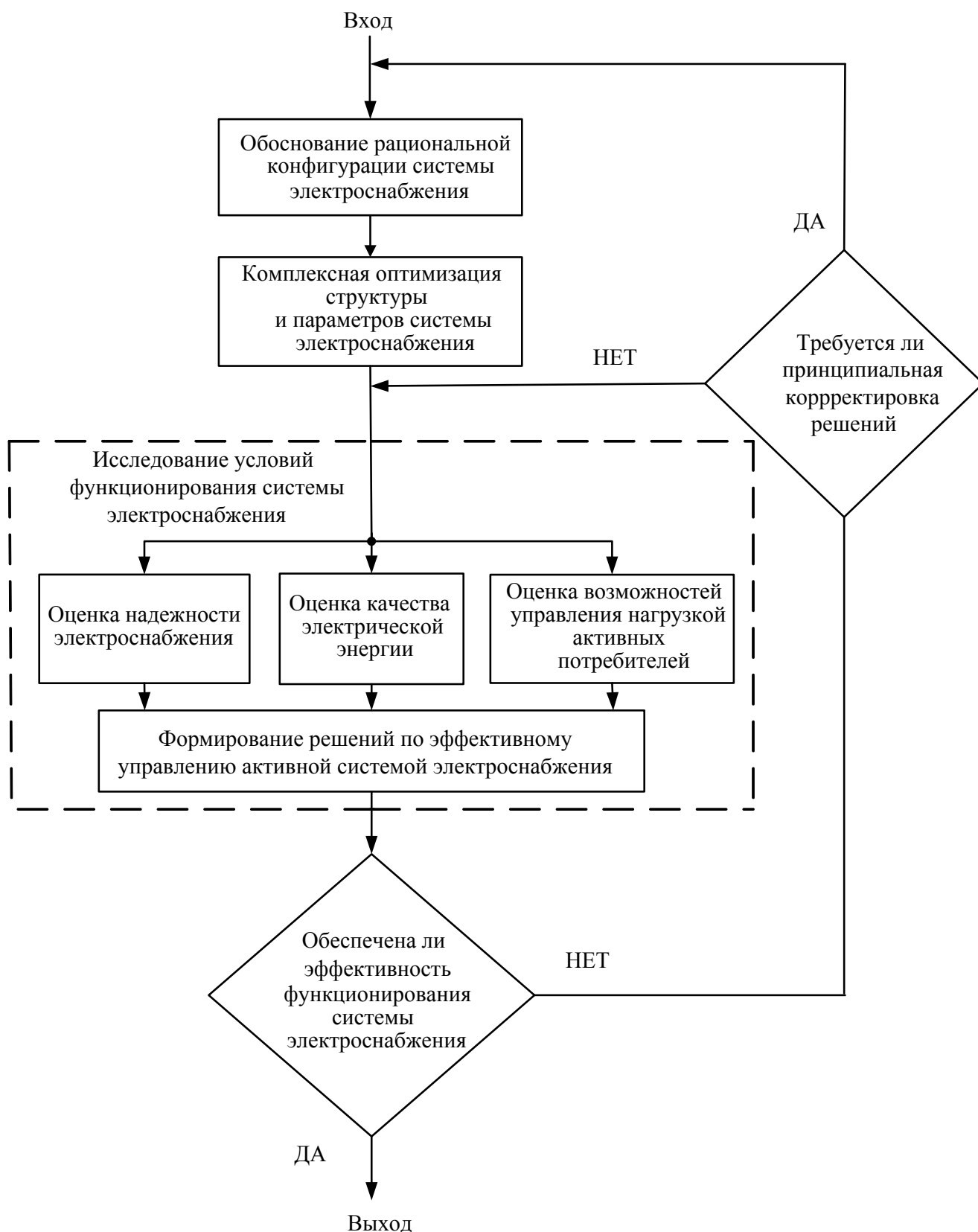


Рисунок 1.2 – Общая схема обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения

Первые обладают стационарным характером работы и при нормальном (неаварийном) режиме не оказывают влияния на стационарность работы системы.

В качестве вторых чаще всего используются ветроэнергетические установки и солнечные элементы [6, 85-87]. Для данных генерирующих источников характерен нестационарный режим работы, который обуславливается нестационарностью источников энергии (ветра и солнца). Нестационарный режим работы ветроэнергетических установок и солнечных элементов оказывает влияние на качество электрической энергии и на надежность электроснабжения потребителей. В основном для нивелирования влияния нестационарности генераторов на базе ВИЭ на выработку электрической энергии применяются накопители электрической энергии [37, 38, 40, 53, 88 и др.].

Таким образом, важным аспектом при рассмотрении обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения является комплексный подход к решению таких задач при учете требований качества электроэнергии, надежности электроснабжения и эффективности функционирования системы электроснабжения и потребителей.

1.3. Методические подходы к решению задач оптимизации структуры и параметров активных изолированных систем электроснабжения

1.3.1. Многокритериальность задачи

Наиболее важным моментом при планировании развития изолированных систем является оптимизация состава генерирующих источников. Тип и мощность каждого из компонентов системы влияет на бесперебойность и качество электроснабжения. Очевидно, что на выбор состава генерации оказывают существенное влияние требования потребителей электрической энергии.

Существуют различные методы оптимизации генерирующих мощностей. В основном для этих методов используются следующие критерии:

1. Надежностные [89-92].
2. Экономические [93-96].
3. Экологические [93, 97-99].

Надежность электроснабжения и стоимость производства электроэнергии – два основных критерия, используемые для системного описания изолированной системы. В стоимость производства входят капитальные затраты, эксплуатационные расходы и экологические издержки. Надежностные критерии более подробно рассмотрены в параграфе 1.4.

Частично экологический критерий может быть учтен в экономических затратах в виде оплаты за негативное воздействие на окружающую среду.

При наличии нескольких критериев, с помощью которых может осуществляться оптимизация структуры генерации изолированных систем, данную задачу необходимо решать как многокритериальную.

В настоящее время существует достаточно большое количество методов решения многокритериальных задач [97, 100, 101]. В связи с либерализацией электроэнергетики, появлением современных изолированных систем, разработки и исследования в этом направлении получили существенное развитие.

В работе [102] рассмотрен подход к многокритериальному исследованию развития электроэнергетических систем. Этот подход, базируясь на фундаментальных положениях теории полезности, позволяет объединить различные методы анализа критериев в процессе обоснования решений при условиях различных предпочтений.

Возможно использование метода на основе определения множества Парето [103, 104]. Он применяется для многокритериальных задач, которые содержат конечное множество возможных решений и имеют на этом множестве набор нескольких критериев, которые требуется минимизировать или максимизировать.

Многокритериальная задача часто сводится к однокритериальной. Этот подход подразумевает использование суперкритерия в виде скалярной функции векторного аргумента [105]:

$$q_o(x) = q_o(q_1(x), q_2(x), \dots, q_p(x)), \quad (1.1)$$

где $q_1(x), q_2(x), \dots, q_p(x)$ – критерии,

x – альтернатива из множества X .

Вид функции q_o зависит от вклада каждого отдельного критерия в общий суперкритерий. Как правило, в этом случае применяются аддитивные и мультипликативные функции вида:

$$q_o = \sum_{i=1}^p \alpha_i q_i, \quad (1.2)$$

$$1 - q_o = \prod_{i=1}^p (1 - \beta_i q_i), \quad (1.3)$$

где α_i и β_i – весовые коэффициенты.

Основной сложностью этого метода является определение весовых коэффициентов α_i или β_i . Имеются публикации [97, 106-108] в которых описано использование критерия с аддитивной функцией при расчете приведенных затрат. При расчетах в эти затраты были включены капитальные вложения, текущие издержки и ущерб от перерывов электроснабжения.

Может быть использован метод последовательных уступок [109-111]. В основе такого метода лежит постулат, что, как правило, частные критерии неравнозначны и их можно ранжировать в порядке значимости. Изначально выбирается самый важный критерий, а другие оставшиеся критерии задаются в виде ограничений. И при таких условиях для выбранного критерия решается оптимизационная задача. Затем делается уступка по найденному оптимуму первого критерия и оптимизируется второй критерий. И так далее итерационно можно получить решение многокритериальной задачи.

Но для решения задачи комплексного развития активных изолированных систем электроснабжения при использовании вышеперечисленных методов оптимизации отсутствует эффективное согласование. В связи с этим проблема многокритериальной оптимизации структуры и параметров таких систем является актуальной задачей, которая требует новых подходов к своему решению.

1.3.2. Подходы к оптимизации структуры активных систем электроснабжения

Благодаря интеграции генерации на базе ВИЭ и другим факторам, планирование активной системы электроснабжения существенно отличается от традиционной [75, 112-114]. Принципиальным отличием является возможность автоматической реконфигурации электрической сети.

Реконфигурация является важной функцией которая, позволяет изменять потоки мощности в распределительных электрических сетях путем изменения состояния коммутационных аппаратов, при этом не нарушая рабочих ограничений. Реконфигурацию целесообразно использовать для уменьшения потерь, балансировки нагрузки и восстановления системы в случае аварийных ситуаций [115- 117].

Для таких целей целесообразно использовать автоматические коммутирующие устройства с дистанционным управлением [117]. Определение оптимального количества таких устройств и их оптимальное расположение является важной задачей при планировании развития активной распределительной сети.

Существует достаточно большое количество работ, посвященных планированию оптимальной расстановки коммутирующих устройств для возможностей реконфигурации распределительной сети. В частности для таких целей применяются эвристический алгоритм комбинаторного поиска [118], который используется для определения оптимального уровня сетевой автоматизации.

Также используется метод анализа иерархий [119, 120] для определения мест установки дистанционно управляемых переключателей в распределительных электрических сетях. В работе [120] также показано влияние различных правил размещения коммутирующих устройств в распределительных сетях на разные показатели надежности.

В работе [121] предлагается автоматическая процедура расчета, основанная на принципе оптимальности Беллмана для определения оптимального числа и положения автоматических секционирующих коммутационных устройств для радиальных электрических сетей.

Авторами [122] предлагается модифицированный алгоритм прыгающих лягушек для оптимального размещения ручных и автоматических коммутирующих устройств в распределительных сетях.

В работе [123] используется генетический алгоритм для размещения уставок распределенной генерации и дистанционно управляемых коммутирующих устройств для повышения надежности и снижения потерь.

Для определения мест размещения дистанционно управляемых коммутирующих устройств и установок распределенной генерации в распределительных сетях с целью повышения надежности авторами работы [124] используется муравьиный алгоритм.

В работе [125] предложен подход, основанный на разделении электрической распределительной сети на несколько зон.

Для решения проблемы реконфигурации распределительной сети исследователи предложили выпуклую модель смешанного целочисленного программирования [126, 127], которая позволяет сформировать сеть с минимальными потерями. В работе [128] было использовано целочисленное линейное программирование для решения задачи реконфигурации сети и проведено сопоставление результатов с точным расчетом мощности. Автором работы [129] применено целочисленное линейное программирование для линеаризованной задачи определения падений напряжения с учетом законов Кирхгофа.

В работе [130] рассмотрен вероятностный подход к активной распределительной сети с учетом управления спросом для обычной неизолированной системы. Неопределенности, связанные с солнечной радиацией, нагрузкой и будущим ростом нагрузки, моделируются функциями плотности вероятности. По мнению автора данной работы, этот метод одновременно сводит к минимуму общие эксплуатационные затраты и общие потери в линиях. Предлагаются активные схемы управления, включая согласованное управление уровнем напряжения и адаптивное управление коэффициентом мощности. Для генерирования функций плотности вероятности применен метод моделирования Монте-Карло, а для решения задачи многокритериальной оптимизации применяется метод весовых коэффициентов. Предложенный метод используется для оценки влияния ввода генерации на основе солнечных электростанций на распределительную сеть с точки зрения влияния технических и экономических аспектов. Кроме того, предлагаемый метод позволяет оценить технические и экономические последствия при реконфигурации распределительных сетей.

Далее в работах с участием этого же автора [113, 131] был развит данный подход к активным распределительным сетям, но уже с учетом большой доли установок распределенной генерации на базе ВИЭ.

В работе [132] рассмотрена модель многоступенчатого планирования активной распределительной сети, в которой присутствуют накопители энергии. В предлагаемой модели рассматриваются как капитальные вложения, так и эксплуатационные расходы. Также анализируется повышение надежности электроснабжения за счет использования накопителей. На каждом этапе планирования условия работы делятся на несколько типичных дневных сценариев и экстремальный сценарий (случай пиковой нагрузки), которые основаны на данных прогноза. В предлагаемой модели оптимизируются долгосрочные решения по планированию системы, в том числе за счет добавления элементов и реконфигурации схем, внедрения накопителей электрической энергии.

Проблема развития сети с учетом потерь в линиях и накопителей электроэнергии исследована в [133-135]. В этих публикациях представлен анализ различных подходов к планированию распределительных электрических сетей.

Также в работе [135] доказано, что использование системы накопителей энергии является эффективным способом повышения производительности генераторов на базе ВИЭ, и приводятся методы оптимизации таких активных распределительных сетей. Предложен двухэтапный метод для планирования оптимального состава установок распределенной генерации с учетом накопителей электрической энергии. На первом этапе определяют места установки и начальную мощность установок распределенной генерации, а на втором этапе определяются оптимальные возможности установки таких генераторов для максимизации инвестиционных преимуществ, стабильности напряжения в системе и минимизации потерь в линиях. На втором этапе при помощи муравьиного алгоритма определяются оптимальные по Парето решения. Затем определяются места и параметры накопителей электрической энергии.

Предложенные подходы не полностью удовлетворяют требованиям к планированию развития изолированных систем, особенно с учетом российской специфики. В частности, это относится к некоторым изолированным районам с экстремальным климатом и конкретными географическими условиями, где имеются повышенные риски и требования к СЭС, в том числе с точки зрения надежности электроснабжения потребителей, существенно выше. Поэтому необходимо учитывать характерные особенности и практические потребности изолированных районов во время процессов планирования СЭС. В связи с этим, необходим комплексный подход, который позволит развивать активность электрической сети, в том числе посредством реконфигурации, а также управления электропотреблением. Также важным моментом представляется применение накопителей электрической энергии для активных изолированных систем электроснабжения. Поэтому необходимо разработать детальные модели, которые более применимы к таким изолированным системам.

1.3.3. Технологии накопителей электрической энергии для изолированных систем электроснабжения

В работах [136, 137 и др.] приводится подробный анализ различных технологий, используемых для накопителей электрической энергии. Представлены различные модели и сравнительный анализ различных технологий.

Основными типами накопителей электрической энергии являются [136-139]:

- батареи, где в качестве технологии хранения используется электрохимическая энергия;
- супер-маховики, в которых используется энергия электромеханической системы;
- сверхпроводящие магнитные катушки (СПИН) – хранение энергии в виде магнитного поля;
- электрические конденсаторы, в том числе суперконденсаторы;
- гидроаккумулирующие станции;
- накопители на основе сжатого воздуха.

Наиболее распространенной ввиду хороших технических характеристик и возможностей накопления больших объемов энергии является технология с использованием батарей различных типов [44, 136, 137, 140 и др]. Энергия хранится в виде электрохимической энергии в наборе из нескольких ячеек, соединенных последовательно, или параллельно, или по смешанной схеме, для достижения необходимого уровня напряжения и требуемой мощности. Они могут обеспечить большую мощность для системы в течение короткого времени или выдачу небольшого количества энергии для более длительного интервала.

В таблице 1.2 представлен сравнительный анализ различных технологий, применяемых в различных типах батарей. Большая мощность может быть достигнута путем подключения большего количества модулей.

Супермаховик - это электромеханическая система, которая сохраняет энергию в форме кинетической энергии. Эта технология позволяет быстрее накапливать и отдавать в сеть энергию, чем технология с использованием батарей [141]. Основными преимуществами данной технологии являются [142]:

- высокая надежность;
- продолжительный срок эксплуатации (15-20 лет);
- высокая эффективность (90-95%);
- большое количество циклов “заряд-разряд” (от 10 000 до 100 000);
- относительно низкая стоимость;
- быстрый заряд и разряд.

С другой стороны, маховики имеют относительно высокие постоянные потери.

Таблица 1.2 – Сравнительный анализ различных типов батарей [140]

Характеристики	Тип батареи				
	Свинцово-кислотная	Никель-кадмиевая	Серно-натриевая	Литий-ионная	Натрий-никель-хлоридная
Максимальная мощность	Несколько десятков МВт	Десятки МВт	1-100 МВт	Десятки кВт	10-500 кВт
Количество циклов “заряд-разряд”	500-1500	2500	2500	1000-10000	Более 2500
КПД, %	Около 70	Около 80	До 90	Около 95	Около 90
Саморазрядка	2-5% в месяц	5-20% в месяц		1% в месяц	
Удельная емкость, Вт·ч/кг	35-50	75	150-240	150-200	125
Удельная мощность, Вт/кг	75-300	150-300	90-230	200-315	130-160

Система сверхпроводящих магнитных катушек представляет собой устройство, которое хранит энергию в магнитном поле, генерируемом постоянным током, протекающим через сверхпроводящую катушку при

криогенной температуре [143]. Эти накопители имеют следующие особенности [144]:

- могут вырабатывать электроэнергию при номинальной мощности в течение небольшой продолжительности по времени;
- имеют сильные магнитные поля;
- являются очень дорогими из-за необходимости поддержания сверхпроводимости с использованием криогенной системы;
- несомненно, важной особенностью является их способность заряжать и отдавать назад в сеть большое количество энергии за очень короткое время;
- очень большой жизненный цикл, превышающий десятки тысяч циклов.

Суперконденсаторы накапливают электрическую энергию путем накопления положительных и отрицательных зарядов на параллельных пластинах, разделенных диэлектриком. Конденсаторная часть представляет собой группу электрических двухслойных конденсаторов с повышенной плотностью энергии. Процесс зарядки суперконденсаторов проходит значительно быстрее, чем у обычных батарей. Количество циклов “заряд-разряд” составляет более 100 000 раз, но такие устройства имеют низкую плотность энергии. В связи с этим, они наиболее применимы для быстродействующих циклов заряд-разряд. Преимущества данной технологии заключается в том, что суперконденсаторы практически не требуют технического обслуживания и не оказывают негативного воздействия на окружающую среду. Стоит отметить, что эксплуатация суперконденсаторов довольно проста и не очень дорога [143].

Гидроаккумулирующие электростанции накапливают и отдают энергию, перемещая воду между двумя резервуарами на разных высотах, чтобы компенсировать высокий и пиковый спрос [145]. Данные накопители энергии отличаются большой емкостью, но предъявляют большие требования к своему расположению.

Накопители на основе сжатого воздуха позволяют создавать мощный резерв энергии. Традиционно используется компрессор для нагнетания сжатого воздуха

в подземные резервуары (в частности, используются геологические выработки) [146]. Основным преимуществом таких систем является большая емкость. Ограничивающим фактором является наличие подходящих подземных резервуаров.

Выбор типов (технологий) накопителей электрической энергии для использования в изолированных системах электроснабжения зависит от многих факторов: технических, технологических, экономических, географических, климатических и т.д.

1.4. Методические особенности исследования и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения

1.4.1. Характеристика проблемы с точки зрения требований надежного электроснабжения потребителей

На данный момент существуют основные принципы построения систем электроснабжения на территории России, которые регламентируются рядом нормативных документов [147]:

- максимальное приближение источников высокого напряжения к электрическим установкам потребителей;
- отказ от “холодных” резервов, т.е. резервные линии и трансформаторы, которые не работают в нормальном режиме, не должны предусматриваться, таким образом, все элементы сети в нормальном режиме должны находиться под постоянной нагрузкой;
- глубокое секционирование всех звеньев СЭС для повышения надёжности, в местах секционирования предусматривается установка АВР.

Приведенные принципы построения сетей во многих случаях противоречат концепции построения интеллектуальных сетей электроснабжения, так как активно-адаптивные сети, должны обладать следующими признаками [148]:

- насыщенность сети активными элементами, которые позволяют изменять топологию сети;
- большое количество устройств, которые позволяют производить измерения текущих режимных параметров, используемых для оценки состояния СЭС в различных режимах работы;
- наличие систем сбора, передачи и обработки информации;
- наличие средств управления активными элементами электрической сети и электроприемниками;
- наличие средств автоматизированной оценки текущей ситуации и прогнозирования работы сети;
- возможность изменять топологические параметры электрической сети в режиме реального времени;
- высокое быстродействие системы управления и информационно-коммуникационных систем.

Очевидно, что при такой постановке одним из основных противоречий при развитии интеллектуальных СЭС является отказ от холодного резерва. Данное обстоятельство мешает созданию активных интеллектуальных сетей, так как основным признаком таких сетей является их насыщенность активными элементами, которые часть времени находятся в холодном резерве. В холодном резерве при построении интеллектуальных сетей могут находиться как генерирующие источники, так и пункты секционирования, которые позволяют реконфигурировать сеть, тем самым перераспределяя потоки энергии.

Однако, в случае реконфигурации активной электрической сети, изменяются ее основные электрические параметры. Прежде всего, в этом случае изменяется потокораспределение, что влечет за собой изменение величин токов в нормальных режимах, а также происходит изменение величин токов короткого замыкания. Это обстоятельство существенно усложняет процесс выбора основного энергетического оборудования, а также расчеты режимов таких электрических сетей.

Также еще одной проблемой при создании интеллектуальных электрических сетей является то, что согласно действующим принципам построения распределительных электрических сетей, передача мощности происходит в одном направлении: от источника электроэнергии к потребителю. В случае необходимости передачи мощности в противоположном направлении, при построении схем используются двухсекционные распределительные устройства с независимыми источниками питания. Таким образом, использование принципа динамического построения активной сети изменяет функцию некоторых элементов, в отличие от традиционной (статической) схемы электроснабжения. При статическом принципе построения электрической сети её элементы всегда выполняют свою функцию в неизменном виде.

При создании современных интеллектуальных сетей необходимо применять иной принцип их построения – динамический [149]. При динамическом принципе построения сети предполагается использование в схеме электроснабжения активных элементов. К таким элементам относятся автоматические коммутационные аппараты с дистанционным управлением (в частности реклоузеры) [80-82], либо другие пункты секционирования, управляемые установки распределенной генерации. Использование таких элементов позволяет в любой момент времени производить реконструкцию электрической сети под необходимые параметры, позволяют вводить дополнительную мощность и т.д. В этом случае направление передачи мощности по одному и тому же элементу сети может изменяться в различные моменты времени. Но в случае реализации динамического принципа построения возникает ряд новых проблем при проектировании, а также при эксплуатации таких систем.

В случае изменения топологии электрической сети изменяются и параметры этой сети и, следовательно, возникает необходимость изменять и уставки систем релейной защиты. Поэтому для реализации принципа активности электрических сетей необходимо усовершенствовать схему управления распределительной электрической сетью, которая бы позволяла при изменении топологии сети менять параметры уставок релейной защиты. Существующие методы [150, 151 и

др.] не позволяют их применить для динамической модели. На сегодняшний день не существует норм и регламентов, которые можно было бы применить при создании динамических электрических сетей.

В связи с этим необходимо изменение и разработка новых методов построения интеллектуальных активных СЭС и обеспечения надежности электроснабжения потребителей.

1.4.2. Модели и методы оценки и обеспечения надежности систем электроснабжения, особенности таких моделей и методов применительно к изолированным системам электроснабжения

Для оценки надежности электроснабжения потребителей изолированных СЭС необходимо прежде всего рассмотреть показатели надежности, которые в общем случае можно разделить на три основные группы [152, 153]:

- *вероятность* события, в частности, вероятность отказа элемента системы;
- *интенсивность* событий, в частности, количество отказов элементов в единицу времени;
- *средняя продолжительность* события (математическое ожидание), в частности, средняя продолжительность времени между отказами элементов системы, средняя продолжительность времени восстановления после отказа.

Следует выделить следующие основные подходы, применяемых для анализа надежности систем электроснабжения:

- применение аналитических методов;
- имитационное моделирование.

Аналитические методы позволяют обеспечить более короткое время вычислений, чем при имитационном моделировании. Оба этих подхода дают практически одинаковые результаты, но при имитационном моделировании энергосистему имеется возможность смоделировать с большой детализацией. В

любом случае общая процедура, применяемая в том и другом подходах, приблизительно одинакова [154].

В качестве примера можно привести аналитический метод на базе марковского процесса. В основе марковского процесса лежит постулат о случайном поведении системы. Изменение состояния системы происходит либо дискретно, либо непрерывно во времени и пространстве, и имеется возможность его аналитического описания [155, 156]. При использовании данной методики предполагается, что у системы нет памяти, т.е. переход из одного состояния в иное не будет зависеть от того в каком состоянии находилась система до перехода.

На практике возможно использование метода на базе пуассоновского процесса. В этом случае предполагается, что поток происходящих во времени событий обладает определенными свойствами. Таковыми свойствами являются [157]:

- вероятность некоторого числа событий является пропорциональной величине длины временного интервала;
- вероятность двух и более событий за интервал времени будет стремиться к нулю в случае, когда продолжительность данного временного интервала стремится к нулю;
- события, происходящие на любых перекрещивающихся временных интервалах, являются независимыми между собой.

В работе Биллингтона и Алана [158] представлен эффективный метод, использующий топологию электрической сети, в основе которого лежит применение трех типов данных: о структуре сети, информации об элементах, информации о защите.

Метод, представленный в [158], как перспективный, развит с участием автора данной работы и будет подробно описан в последующих главах данной работы.

Существуют аналитические и моделирующие методы анализа состояний работы элементов системы. При использовании аналитического метода имеется

возможность лишь однократно рассчитать состояние элемента. Использование моделирующих методов позволяет рассчитать несколько состояний [155].

Задача обеспечения надежности ЭЭС должна включать в себя комплекс технических, экономических и организационных мероприятий, которые должны быть направлены на сокращение ущерба от нарушения нормального режима энергосистемы. В частности необходимо применять следующие мероприятия [157-161]:

- осуществить выбор критериев надежности и их количественных характеристик;
- проводить испытания на надежность действующего оборудования, сделать прогнозные оценки;
- осуществить выбор оптимальной структуры СЭС по критерию надежности, как проектируемых, так и реконструируемых;
- обеспечить необходимые технические и эксплуатационные характеристики работы оборудования;
- оптимизировать программы эксплуатации системы электроснабжения с точки зрения обеспечения надежности (обоснование планово-предупредительных ремонтов, норм запасных частей и методов ремонта оборудования).

Особенностью изолированных систем является их меньшая инерционность, т.е. любое внешнее воздействие быстрее отражается на работе изолированной системы.

Самая главная проблема изолированных систем электроснабжения – в случае возникновения дефицита мощности или аварии нет возможности получить необходимую мощность извне. По той же причине требуется более строгий подход к организации планово-предупредительных ремонтов.

Таким образом, возникает острая необходимость учета требований надежности в модели комплексной оптимизации структуры и параметров активной изолированной СЭС.

1.5. Актуальные вопросы анализа и обеспечения качества электроэнергии в активных изолированных системах электроснабжения

1.5.1. Характеристика проблемы обеспечения качества электрической энергии в активных изолированных системах электроснабжения

Концепция интеллектуальной энергосистемы построена на двунаправленной передаче электроэнергии и информации и призвана содействовать эффективному использованию электроэнергии. Под двунаправленной передачей электрической энергии в данном случае понимается возможность в зависимости от текущих условий (в частности, при реконфигурации сети) изменять направление передачи энергии по одним и тем же связям. Кроме того повышаются требования потребителей к качеству электроэнергии. В связи с этим в настоящее время основное внимание уделяется повышению качества электроэнергии, подводимой различного рода потребителям, и эффективности использования ими электрической энергии.

Многими исследователями отмечается, что изолированные СЭС очень чувствительны к уровням напряжения и частоты, а также наличию гармоник [162-166]. Это обусловлено, прежде всего, относительно малой размерностью таких систем.

Поэтому наиболее важными факторами, оказывающими влияние на качество электроэнергии, являются уровни напряжения в электрической сети и наличие гармонических колебаний высших порядков.

1.5.2. Влияние наличия гармонических колебаний

В настоящее время значительная доля промышленной и бытовой электрической нагрузки является нелинейной, что вызывает высокий уровень искажений в низковольтных распределительных сетях. Это обусловлено особенностями технологических циклов предприятий, преимущественно

расположенных в удаленных регионах, а также технологическими особенностями современных бытовых электроприемников. В связи с использованием в изолированных системах возобновляемых источников энергии и накопителей, которые требуют для подключения к системе преобразовательных полупроводниковых устройств (выпрямители и инверторы) проблема наличия гармонических колебаний является первостепенной. Гармоники, вызванные наличием преобразовательных устройств, а также нелинейной нагрузкой, оказывают влияние на элементы систем электроснабжения и приводят ко многим негативным последствиям. Поэтому, по мнению многих авторов [164, 165, 167-169], проблема качества электрической энергии является серьезной для изолированных СЭС и требует особого внимания.

Возможные проблемы, которые могут быть вызваны значительным содержанием гармонических колебаний высших порядков в питающем напряжении в системе электроснабжения, изучаются в течение длительного времени [170], и для ограничения их присутствия в СЭС внедрялись соответствующие технологии и стандарты.

Наличие гармонических искажений (гармоник) напряжения и тока приводят к различным негативным последствиям, оказывает существенное влияние на элементы систем электроснабжения. В частности, это может вызвать такие проблемы, как некорректная работа систем релейной защиты, излишний нагрев двигателей и трансформаторов и систем компенсации реактивной мощности [171-173].

Воздействие гармоник на СЭС (в том числе на изолированные) выражается в увеличении токов и напряжений гармоник, вызываемом параллельным и последовательным резонансами. Также происходит уменьшение эффективности процессов генерации, передачи, использования электрической энергии, сокращение срока службы оборудования вследствие старения изоляции.

Преждевременно выходят из строя электродвигатели вследствие отклонения уровня напряжения и появления гармонических колебаний высших порядков в напряжении питающей сети. Гармоники напряжения и тока приводят,

в том числе и к дополнительным потерям в электрических машинах. В частности, такие потери возникают в обмотках ротора и статора, а также в стали статора и ротора [174]. Это приводит к повышению температуры различных частей электрических машин. Данное обстоятельство является важным, т.к. достаточно большую долю потребителей электрической энергии в изолированных СЭС составляет оборудование с электрическими двигателями.

В кабельных линиях гармоники напряжения увеличивают скорость старения диэлектрика, что приводит к росту числа повреждений кабеля и повышает стоимость последующих ремонтов. Ввиду увеличения вихревых токов в силовых трансформаторах, искажения, вызванные гармоническими составляющими, существенно повышают потери, так как эти потери пропорциональны квадрату частоты. При увеличении потерь растет и рабочая температура трансформатора, что приводит к сокращению срока его службы. Ускоряется износ, происходит преждевременный выход из строя конденсаторов устройств компенсации реактивной мощности.

При настройке релейной защиты уставки обычно рассчитаны на величины токов и напряжений основной гармоники защищаемого элемента сети. Наличие гармоник может приводить к ошибочным срабатываниям. Также вследствие дополнительного нагрева токами гармоник возможны ложные срабатывания предохранителей и автоматических выключателей.

Наличие гармоник увеличивает вероятность возникновения резонансных коммутационных перенапряжений. Данное обстоятельство может приводить к преждевременному выходу из строя различного оборудования систем электроснабжения.

Следует отметить, что в интеллектуальных энергосистемах важную роль играют информационно-коммуникационные технологии, которые, кроме всего прочего, предполагают использование различных измерительных устройств. Такие устройства необходимы для измерения и передачи первичной информации о состоянии элементов, параметров, электрических величин в различных точках энергетической системы. Калибровка устройств измерения обычно производится

при чисто синусоидальной форме напряжения, поэтому даже небольшое отклонение сигнала от синусоидальной формы, которое имеется в реальных условиях, увеличивает погрешность измерения [175]. Величина и направление гармоник являются важными обстоятельствами, т.к. от этого зависит знак погрешности [174]. К сожалению, в литературе недостаточно упоминается влияние гармоник высших порядков на точность калибровки и поверки приборов в лабораторных условиях [176].

Различные типы измерительных устройств имеют различные погрешности измерения, вызываемые гармоническими колебаниями высших порядков. При использовании обычных индукционных счетчиков, как правило, завышаются показания таких приборов учета (до 6%) при наличии у потребителя источника гармоник [175]. Таким образом, потребители электрической энергии оказываются автоматически наказанными за внесение гармонических искажений в электрическую сеть, поэтому в сложившейся ситуации в их интересах принять меры для подавления таких искажений.

Также гармоники влияют и на точность измерения максимума нагрузки [177], но конкретных данных в количественном выражении о влиянии гармонических составляющих высших порядков на точность измерения максимума нагрузки нет. Можно сделать предположение, что оно такое же, как и на точность измерения энергии [177].

Многими авторами предлагается решать данную проблему с помощью различных устройств и алгоритмов [170, 178-180].

Большой вклад в исследование гармонических колебаний в сетях внесен Смирновым С.С. и Коверниковой Л.И. [170, 181-183 и др.]. В их работах приводятся результаты измерения, анализа, расчета и нормализации режимов гармонических составляющих, рассматриваются свойства режимов гармоник в протяженных сетях высокого напряжения, параметры распределения значений токов и напряжений гармоник, результаты измерений параметров режимов гармоник в большом числе узлов сетей высокого напряжения.

Кроме того, проблемам гармонических колебаний посвящено большое количество опубликованных работ других авторов [184-188 и др.]. Также имеются работы по данной проблеме для изолированных систем [189-191 и др.] В этих работах также приводятся данные о влиянии гармоник на питающее напряжение, предлагаются различные пути улучшения формы напряжений и токов и т.д.

На сегодняшний день находят применение следующие основные способы снижения гармонических колебаний высших порядков и их негативного воздействия на элементы СЭС:

- увеличение числа фаз в выпрямительных устройствах;
- применение пассивных и активных фильтров;
- соединение обмотки в зигзаг, группирование соединения обмоток силовых трансформаторов;
- раздельное питание мощных нелинейных нагрузок.

Однако каждый из перечисленных способов, имеющий определенные достоинства и недостатки, решает только частные задачи и не позволяет полностью решить вопрос компенсации гармоник.

Стоит отметить, что эти способы характерны для любых СЭС, в том числе и изолированных.

Недостаток пассивных фильтров заключается в том, что любой из них применим только для гармоник той частоты, для которой он был спроектирован. В связи с этим для других частот, создающих проблемы, требуются индивидуальные фильтры. При изменении состава гармонических колебаний высших порядков пассивные фильтры необходимо либо дополнить, либо произвести их замену.

Трансформаторы с зигзагообразным соединением и трансформаторы с дельта-намотанной изоляцией эффективны при наличии в сети только гармоник третьего порядка. Однако на другие гармоники они никак не влияют.

Эффективность активных фильтров зависит от состава отдельных элементов, подбор которых определяется нагрузками, которые должны быть скомпенсированы.

В связи с этим необходим комплексный подход, который позволяет снизить уровень гармонических колебаний высших порядков в изолированных СЭС. Для решения поставленной задачи необходимо в первую очередь иметь возможность контроля и управления распределением гармонических колебаний в электрических сетях.

1.5.3. Влияние отклонений уровней напряжения и частоты

Как уже отмечалось, при планировании развития изолированных систем, особенно расположенных в труднодоступных районах целесообразно применять генерирующие установки, работающие на базе ВИЭ. Эффективным технологическим решением для источников электрической энергии в составе изолированных энергетических систем являются гибридные установки, среди них наиболее перспективными следует считать ветродизельные установки и солнечные электростанции.

В отличие от традиционных генераторов, работающих на органическом топливе, для подобных установок характерен нестационарный режим работы, который обусловлен наличием ВИЭ. Нестационарность работы таких установок, вызывает отклонения частоты и в системе. Аналогичное влияние данное обстоятельство оказывает и на уровни напряжения, так как в виду изменения мощности, выдаваемой ветроэнергетической установкой, изменяется загрузка связей и, как следствие, потери напряжения. Также это оказывает влияние и на надежность СЭС, т.к. нерегулярные колебания передаваемой мощности по связям могут привести к потере устойчивости. Особенно это выражено при большой доле источников генерации на базе ВИЭ в изолированной системе.

Согласно ГОСТ 32144-2013 [192] электрическая энергия с точки зрения уровней напряжения и частоты обладает свойствами:

- отклонениями частоты;
- медленными изменениями напряжения;
- колебаниями напряжения и фликером.

Медленные изменения в большинстве случаев происходят в период времени длительностью более одной минуты. Возникновение фликера обусловлено колебаниями напряжения (обычно длительностью менее одной минуты), в том числе одиночными быстрыми изменениями величины напряжения [192].

Показателями качества электрической энергии, которые относятся к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное и положительное отклонения питающего напряжения в точке передачи электроэнергии [192].

Характеристики подразделяют на две категории: продолжительные изменения характеристик напряжения и случайные события. Продолжительные изменения характеристик напряжения представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений. Случайные события представляют собой внезапные и значительные изменения напряжения, приводящие к отклонению его от номинальных параметров. Эти изменения характеристик напряжения, как правило, вызываются какими-то событиями, которые невозможно предусмотреть, или внешними воздействиями [192].

Авторами работы [193] было исследовано влияние режимов работы ветрогенераторов на качество электрической энергии, в частности, на отклонения напряжения и изменение частоты применительно к изолированным районам.

В работе [194] авторами рассмотрены вопросы влияния ветра на качество электрической энергии в энергосистеме при использовании ветрогенераторов. Предлагается использование системы управления на базе нечеткой логики для улучшения показателей качества напряжения.

Имеются также публикации [191, 195], посвященные аналогичным исследованиям и обосновывающие необходимость использования быстродействующей системы управления ветроагрегатом для поддержания необходимого уровня качества электрической энергии.

В связи с этим очевидно, что для поддержания требуемых уровней напряжения и частоты в изолированной системе электроснабжения с применением в качестве генерирующих источников ветрогенераторов и недопущения выхода за пределы требуемых (нормируемых) отклонений напряжения и частоты необходимо создание быстродействующей системы управления. Нестационарность режима необходимо компенсировать за счет эффективного и быстродействующего управления.

1.6. Вопросы управления электропотреблением в общей проблеме управления режимами активных изолированных систем электроснабжения

В настоящее время с появлением новых средств автоматизации систем электроснабжения существенно изменилась (упростилась) возможность управления нагрузкой потребителей. К такой технологии прежде всего необходимо отнести "интеллектуальный учёт", который дает возможность [196]:

- снимать показания со счётчиков электрической энергии;
- удалённо управлять приборами учёта;
- анализировать полученные с приборов учета данные.

Интеллектуальный учёт дает возможность минимизировать затраты потребителей, поскольку позволяет получать данные с приборов учета в режиме реального времени. Это также снижает уровень коммерческих потерь и позволяет производить дистанционный контроль работы электрической сети. Появление технологии интеллектуального учета позволяет перейти к управлению энергопотреблением. Интеллектуальные устройства, которыми также являются и

средства мониторинга электропотребления, дают возможность управлять режимами потребления электрической энергии.

График нагрузки изолированной СЭС складывается из графиков нагрузок отдельных потребителей электроэнергии. Режимы работы предприятий, их технологические особенности производственной деятельности, а также климатические особенности (температура окружающей среды, освещенность и т.д.) определяют изменение нагрузки СЭС. Возможно влияние также и иных факторов.

Суточный график нагрузки изолированной СЭС определяется типом и составом потребителей. Даже при наличии существенной доли бытовых потребителей утренний максимум обычно практически всегда меньше вечернего, особенно в летний период. Традиционно в системах с преобладанием промышленных потребителей имеется два явных максимума: утренний и вечерний [197].

Общеизвестно, что наиболее важными точками графика электрических нагрузок являются режимы максимальных и минимальных нагрузок. Для изолированных систем с их относительно небольшим набором и малой мощностью генерации это обстоятельство очень важно.

На практике, в силу различных причин, изолированные системы электроснабжения испытывают трудности с покрытием суточных максимумов графиков электрических нагрузок. Данный дисбаланс мощности может быть покрыт с помощью ввода новых генерирующих мощностей или путем изменения конфигурации и параметров графиков собственной электрической нагрузки с помощью изменения (деформации) графиков нагрузки потребителей, входящих в данную систему [197, 198].

Также следует отметить, что при текущем и перспективном планировании энергосистемы создание избытка генерирующих мощностей является затратной задачей. Это обуславливается также и тем, что прогнозирование перспективного электропотребления представляет достаточно сложную задачу. Проблема связана с высокой неопределенностью прогнозирования энергопотребления на

длительный временной период из-за влияния различных, и в первую очередь, экономических факторов. Поэтому также имеется вероятность, что в случае введения дополнительных генерирующих мощностей они могут оказаться недогруженными и будут работать не в оптимальных, с точки зрения загрузки, режимах.

Перспективным направлением решения данной проблемы является изменение конфигурации графиков электрической нагрузки изолированной СЭС. Это можно достичь с помощью управления электропотреблением различных потребителей [71, 199, 200].

Впервые в Советском Союзе понятие потребителя-регулятора было предложено в 1938 году [201]. Под таким потребителем подразумевается потребитель, специально спроектированный для работы в режиме, который согласован с графиком функционирования ЭЭС. Впоследствии было дано разъясняющее определение понятия “потребителя-регулятора” [202]. Потребитель-регулятор – это потребитель, который работает только в периоды суточных (ночных) или недельных (выходные и праздничные дни) минимумов графиков электрических нагрузок. Сейчас к потребителям-регуляторам относятся потребители с управляемой нагрузкой, которые влияют на качество электроэнергии, надежность функционирования электроэнергетических систем и оказывают на договорной и возмездной основе услуги по выводу электроэнергетической системы из аварийных ситуаций [203].

Способы регулирования суточного графика нагрузки подробно в описаны в работе В.И. Идельчика [204]. Так, выравнивание графика может быть выполнено путем изменения времени работы оборудования. В частности, переводом работающего периодически энергоёмкого оборудования, с часов суточных максимумов нагрузки на иное время. Выравнивание графиков нагрузок может также достигаться за счет распределения по времени пусков мощных приёмников электроэнергии, интенсификации их производства полуфабрикатов вне часов максимума и создания запасов продукции. Еще одним способом выравнивания суточных графиков нагрузки может быть изменение времени начала и окончания

смен. Также возможно применение многосменного графика работы предприятия и использование плавающего графика выходных дней для предприятий.

В работах [205-207] подробно рассмотрены вопросы управления электрической нагрузкой и предлагается математическая модель мероприятий по выравниванию графиков нагрузки потребителей-регуляторов, которая включает в себя:

- модернизацию источников электрического освещения;
- перевод в режим регулирования электрической нагрузки промышленных предприятий;
- использование в качестве потребителей-регуляторов систем электрического отопления с возможностью аккумулирования тепловой энергии.

В зарубежной литературе такое направление по регулированию энергопотребления обозначается термином “управление спросом”. Данная технология включает в себя две составляющие: техническую (потребитель-регулятор) и экономическую (спрос, управление) [208, 209]. В ряде стран с целью уменьшения пиковых нагрузок электроэнергетических систем применяются автоматизированные системы управления спросом на электрическую энергию [210, 211]. В работе [208] авторы полагают, что временной диапазон управления нагрузкой составляет от нескольких секунд до нескольких часов. С помощью создания единой информационно-коммуникационной системы между потребителями управление будет осуществляться с минимальной временной задержкой.

В работе [209] авторами подробно рассмотрены технические, экономические и социальные возможности для управления электропотреблением.

В настоящее время в рамках реализации концепции интеллектуальных СЭС управление спросом обеспечивается на базе договорных отношений энергосистемы с потребителями электроэнергии, которые строятся на базе экономических интересов каждой из сторон [198, 199, 212-214]. Имеется

возможность существенно изменять графики электрических нагрузок за счет выявления приемников, которые в совокупности, за счет изменения периодов их работы, позволяют существенно снижать пиковую нагрузку энергосистем. К таким электроприемникам можно отнести кондиционеры крупных зданий различного назначения, электроприводы насосов для оросительных систем и др. После проведения анализа и оптимизации электропотребления энергосбытовыми компаниями разрабатываются программы управления спросом, устанавливаются льготы и скидки для потребителей, которые принимают участие в таких программах.

Одним из результатов реализации концепции интеллектуальных электрических сетей является предоставление возможности потребителям электрической энергии осуществлять автоматизированное управление энергопотреблением, и тем самым минимизировать затраты на оплату электроэнергии. Данная технология позволяет потребителям анализировать свое электропотребление и эффективно управлять им [197, 198].

В последнее время принято пользоваться термином “активный потребитель”. В рассматриваемом в данной работе случае речь идет об управлении энергопотреблением в изолированной системе электроснабжения, поэтому многие принципы работы систем, имеющих активных потребителей имеют такую же методологическую основу.

В работах [197, 215, 216 и др.] были даны определения понятия активного потребителя.

В работе [197] под таким потребителем понимается участник розничного рынка электрической энергии, который может самостоятельно принимать решение о возможности регулирования собственного графика электрических нагрузок для уменьшения затрат на покупку электрической энергии (мощности). В этом случае, основными механизмами, включающими активного потребителя в работу интеллектуальной энергетической системы, являются методы экономического стимулирования, в том числе гибкие тарифы на электрическую энергию и управление спросом.

Таким образом, в общем плане под активным потребителем следует понимать участника рынка электрической энергии, имеющего возможности в соответствии со своими потребностями оптимизировать свой график электропотребления. Целями оптимизации графика нагрузки активным потребителем могут являться снижение затрат на покупку электроэнергии, либо получение дохода от ее продажи.

В работе [215] рассмотрены возможности, перспективы и права активного потребителя электроэнергии в интеллектуальной энергетической системе. В этом случае потребителя электрической энергии со статусом активного необходимо рассматривать как партнера субъектов энергетики с точки зрения обеспечения надежной работы электроэнергетической системы. Отмечено, что для решения задачи управления спросом необходима математическая модель принятия решений.

Основной мотивацией активного поведения потребителя является возможность самостоятельного принятия решения о величине потребления электроэнергии в конкретные периоды времени. Данное поведение возможно на базе анализа баланса интересов и возможностей энергосистемы на основе информации о текущих ценах, объёмах поставок электрической энергии, обеспечения требуемых уровней надежности, качества электроэнергии и др. [217].

В работе [218] сформулированы возможности активных потребителей электрической энергии:

- может выбрать режимы собственного электропотребления в соответствии со своими производственными планами или при обеспечении электроэнергией домохозяйства путем оптимизации расходов на покупку электрической энергии с внешних рынков;
- имеет возможность выбирать степень своего участия в оказании услуг для энергосистемы, в частности регулирования активных и реактивных нагрузок (мощностей);

- может регулировать условия загрузки собственных мощностей для возможности сформировать заявки на покупку или продажу электрической энергии на оптовом и розничном рынках.

Для возможности взаимодействия и автоматизации работы электроэнергетической системы и потребителей разработаны различные интеллектуальные системы учета и контроля электроэнергии - счётчики электроэнергии, домашние дисплеи, информационно-коммуникационная аппаратура и т.д. [219-221 и др.].

В работах [221, 222] произведен анализ возможностей управления спросом в различных странах мира. Приводятся примеры применения разных стимулирующих условий потребителям для управления собственным электропотреблением. В результате применения данной технологии уменьшаются сетевые потери, происходит выравнивание графиков нагрузок за счет снижения пиковых нагрузок энергосистемы, а также уменьшаются затраты потребителей на оплату электрической энергии. Также признано, что эти программы являются более эффективными и менее затратными, чем строительство новых электростанций.

Управление спросом – это, прежде всего, комплексный подход к взаимодействию с электропотребителем. Данный подход основан на активном участии потребителя в формировании и регулировании нагрузки. Следует выделить ряд первостепенных задач, с достижением решения которых появиться возможность реализовывать стратегию управления энергопотреблением. Так, прежде всего, нужно [197]:

- заинтересовать потребителя принимать участие в регулировании собственного графика нагрузки путем предоставления ему тарифов, которые позволяют стимулировать его активное поведение;
- обеспечить своевременной информацией потребителя электрической энергии о величине тарифа в различные временные интервалы;
- дать потребителю возможность самостоятельно принимать решение об

уровне своего участия в регулировании графиков электрических нагрузок.

Как показывает опыт, основными механизмами, включающими активных потребителей в функционирование интеллектуальных энергосистем, являются прежде всего управление спросом и экономическое стимулирование, в первую очередь гибкая и хорошо продуманная тарифная политика.

Имеется небольшое количество работ посвященных управлению спросом в изолированных системах электроснабжения [223, 224]. Способы и методы управления спросом в таких системах практически не отличаются от используемых в “больших” системах.

В случае изолированной системы электроснабжения с одним собственником генерации и нагрузки решение данной проблемы даже несколько упрощается, так как у собственника имеется административный ресурс для регулирования электропотребления. Данное обстоятельство позволяет собственнику изолированной системы электроснабжения широко использовать методику регулирования графиков нагрузок и сокращать затраты не только на строительство новых гарнирующих мощностей, но и снижать затраты на эксплуатацию уже имеющихся, за счет оптимизации их работы в более эффективных режимах.

В связи с вышеизложенным крайне важно учитывать возможности управления электропотреблением в модели комплексной оптимизации структуры и параметров активной изолированной СЭС. При этом основной задачей является исследование суточных режимов изолированных систем и выявления возможностей управления электротреблением .

1.7. Постановка задач диссертации

Выполненный в работе анализ закономерностей функционирования и тенденций развития изолированных систем электроснабжения свидетельствует об

актуализации ряда новых факторов в этой области, к которым относятся следующие:

- существенно возросшие и продолжающие возрастать требования потребителей к качеству поставляемой им электроэнергии и надежности их электроснабжения, а также в целом к эффективности функционирования систем электроснабжения, что обусловлено широким распространением у потребителей новых технологий и электроприемников, имеющих цифровую основу, массовым использованием компьютерной техники, распространением новых элементов и технологий с применением преобразовательной техники на базе силовой электроники и др.; системы электроснабжения будущего все в большей мере будут приобретать функции инфраструктурных систем;
- широкое распространение современных информационно-коммуникационных и компьютерных технологий для целей мониторинга состояния систем электроснабжения и управления нормальными, аварийными и послеаварийными их режимами;
- существенная активизация роли и участия потребителей в управлении собственным электропотреблением в реальном времени в темпе процесса, используя современные высокоскоростные средства сбора, передачи, обработки и представления текущей и прогнозной информации о потребляемой электроэнергии, а также о текущих и прогнозируемых ценах электроэнергии с учетом факторов их дифференциации посредством регулирования или влияния спотового рынка.

Как показывает анализ, перечисленные факторы, а также появление новых технических средств защиты, автоматики и управления с широкими функциями и возможностями, стимулировали разработку и развитие новой идеологии построения и функционирования изолированных систем электроснабжения с целью формирования активных систем электроснабжения. При этом активность таких систем достигается за счет управления, которое осуществляет

автоматическую реализацию управляющих воздействий самой системой электроснабжения для обеспечения требований качества электроэнергии, надежности электроснабжения и эффективности функционирования системы электроснабжения и потребителей. Соответственно, принципы такого управления и технические средства его реализации должны определяться при обосновании развития активных систем электроснабжения в результате решения соответствующих задач в общей проблеме обоснования развития рассматриваемых систем.

В настоящее время комплексная методология обоснования развития активных систем электроснабжения отсутствует. При этом применительно к активным изолированным системам электроснабжения такая комплексная методология имеет существенную специфику, определяемую специфическими свойствами и особенностями изолированных систем. Разработка комплексной методологии и реализующих ее моделей, методов и средств для обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения и является целью данной диссертационной работы.

Для достижения поставленной цели в диссертации решаются следующие задачи:

- разработка методических основ обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на базе иерархического подхода с использованием методов декомпозиции;
- формирование комплекса оптимизационных и имитационных моделей, позволяющих решать совокупность взаимосвязанных задач обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения;
- разработка методов решения задач комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения, обеспечивающих активность СЭС, включая следующее:

- определение оптимальных параметров накопителей электроэнергии в активных изолированных системах электроснабжения, использующих генерацию на базе возобновляемых источников энергии;
- обеспечение надежности активных изолированных систем электроснабжения;
- мониторинг и обеспечение качества электрической энергии в активных изолированных системах электроснабжения;
- оптимизацию графиков нагрузки активных изолированных системах электроснабжения.

Для демонстрации решения задач комплексной методологии обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения в диссертационной работе производятся расчеты для единого (сквозного) примера изолированной СЭС. Для иллюстрации предлагаемых подходов в качестве примера в данной работе рассмотрена изолированная СЭС, обеспечивающая горно-обогатительный комбинат (ГОК) и несколько расположенных рядом с ним сопутствующих потребителей. Рассматриваемая изолированная СЭС расположена в регионе с суровыми климатическими условиями, в частности, в северо-восточной части Российской Федерации (южная часть республики Саха (Якутия)).

Рассматриваемая изолированная СЭС обеспечивает электроснабжение комплекса подготовки руды, обогатительной фабрики, хвостового хозяйства, карьера, водохранилища, цеха сушки концентрата, вахтового поселка и котельной. Для данной изолированной системы электроснабжения известны величины электрических нагрузок каждого потребителя.

Известен суточный график суммарной электрической нагрузки горно-обогатительного комбината и сопутствующих потребителей (рисунок 1.3). Согласно заданному графику максимальная нагрузка составляет 31,98 МВА (зимний максимум нагрузки). Подавляющая доля – это потребители второй категории.

Рассматриваемая изолированная СЭС включает в себя 14 пунктов отбора мощности (распределительных подстанций) напряжением 10 кВ.

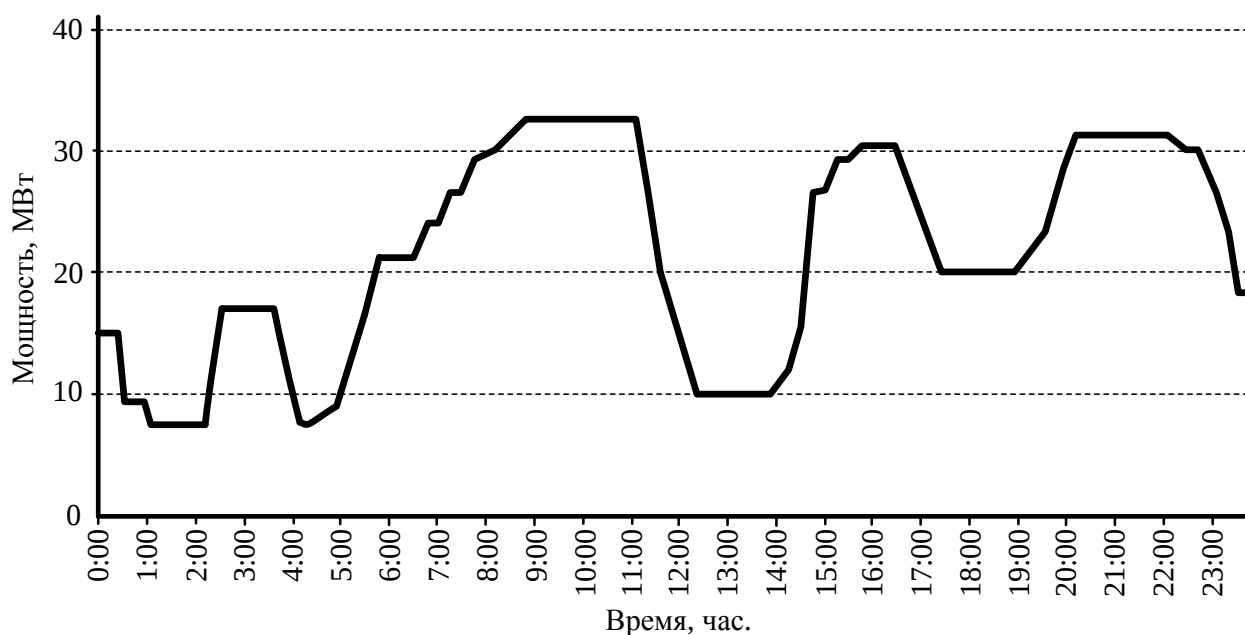


Рисунок 1.3 – Суточный график электрической нагрузки горно-обогатительного комбината и сопутствующих потребителей

В качестве исходных данных имеются статистические данные в виде годовых графиков скорости ветра и годового графика энергии солнечного излучения для местности (данной географической точки), где расположены рассматриваемые потребители.

В настоящее время в данной изолированной системе в качестве источников генерации используются дизельные генераторы.

По многим причинам (дороговизна и сложность доставки топлива, экологические требования и др.), описанным в данной главе, использование таких источников энергии не всегда целесообразно и экономически оправдано.

Поэтому как решение данной проблемы предлагается для покрытия части нагрузки использовать генерирующие источники на базе ВИЭ.

В качестве источников генерации предлагается использовать рассматривать:

- традиционные источники (дизель-генераторы, газопоршневые и газотурбинные установки и пр.);
- ветроэнергетические установки;
- солнечные электростанции.

Выбор набора источников генерации обусловлен, прежде всего, тем, что такой состав наиболее распространен и типичен для подобных изолированных СЭС.

Также, ввиду предполагаемого наличия источников генерации на базе ВИЭ должны присутствовать накопители электрической энергии, поэтому возникает проблема определения их оптимальных параметров.

Вследствие неоптимального графика электропотребления ГОКа с сопутствующими потребителями имеются завышенные пиковые значения нагрузки, которые влияют на выбор установленной мощности генераторов.

При выборе суммарной мощности генерирующих источников в данной изолированной СЭС необходимо также учесть возможность реализации принципа управления электропотреблением. С этой целью необходимо провести анализ суточного графика электропотребления предприятия в целом в период зимнего максимума рабочего дня и выявить возможности перераспределения мощности отдельных потребителей по времени суток.

Необходимо учитывать, что данное предприятие расположено в суровых климатических условиях и для повышения надежности необходимо предусмотреть возможность придания активности распределительной электрической сети.

В связи с предполагаемой в данной изолированной СЭС большой долей генерации на базе ВИЭ с использованием силовой преобразовательной электроники, а также наличия электроприемников с нелинейной нагрузкой (в том числе наличие потребителей с частотно-регулируемыми электрическими приводами) может возникнуть проблема наличия в системе электроснабжения гармонических колебаний высших порядков.

Также при наличии большой доли генераторов на базе ВИЭ в данной изолированной системе электроснабжения в виду нестационарности работы ветроэнергетических установок и солнечных электростанций могут возникнуть проблемы с уровнями напряжений и частоты.

Следует отметить, что требования современных и будущих потребителей к надежности электроснабжения и качеству электрической энергии выше действующих норм. Хотя такие более жесткие нормы в настоящий момент еще не разработаны, необходимо при рассмотрении будущих систем учитывать это обстоятельство.

Для лучшего восприятия рассматриваемого единого примера, уточняющая информация о текущем состоянии изолированной СЭС, в частности, – суммарные нагрузки по всем пунктам отбора мощности, описание технологии производства, график нагрузки предприятия, показатели надежности электроснабжения и др., приводятся в главах диссертации.

1.8. Выводы по главе 1

В данной главе выполнен обзор современного состояния развития изолированных систем электроснабжения. В результате анализа выявлено, что, несмотря на достаточно обширный спектр работ, отсутствует комплексное решение задачи развития активных изолированных систем электроснабжения.

Обоснована необходимость разработки новой методологии обоснования развития активных изолированных СЭС. Требуются модели, позволяющие решать задачи комплексного обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения. Также необходимо разработать методы решения этих задач. В связи с наличием в удаленных изолированных системах источников, работающих на базе ВИЭ, очень остро встает вопрос надежного функционирования систем в условиях нестационарности производства электрической энергии с применением ВИЭ. Решением проблемы является применение в изолированных системах электроснабжения накопителей электроэнергии. Следовательно, возникает

необходимость разработки методики определения оптимальных параметров таких накопителей в совокупности с традиционными источниками генерации и активностью потребителей.

В связи с тем, что активные системы электроснабжения предполагают возможность реконфигурации своей топологической структуры, выявлено, что требуют рассмотрения с учетом этой возможности вопросы обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения. Поэтому разработка методов обоснования решений по обеспечению надежности таких активных систем является важной задачей.

С учетом комплексности задачи необходимо уделить внимание исследованию и обеспечению качества электроэнергии в активных изолированных системах электроснабжения. Для этого надо рассмотреть вопросы мониторинга и управления распределением гармонических колебаний тока, а также обеспечить необходимые уровни напряжения и частоты в изолированных системах электроснабжения.

Для оптимизации структуры генерирующих источников в активных изолированных системах электроснабжения и с целью обеспечения их функционирования в оптимальных режимах необходима разработка методики активного регулирования графиков нагрузки.

С учетом выполненного анализа сформулированы задачи данной диссертационной работы.

2.МЕТОДОЛОГИЯ ИЕРАРХИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ОБОСНОВАНИЮ РАЗВИТИЯ АКТИВНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данной главе формулируется методология иерархического подхода к обоснованию развития активных изолированных систем электроснабжения. Излагается в общем виде математическая формализация задачи обоснования развития генерации и электрической сети активной изолированной СЭС. Для реализации иерархического подхода рассматривается применение идеологии декомпозиции Бендерса. В качестве мастер-задачи рассматривается совокупность взаимосвязанных задач оптимизации генерирующих источников, включая накопители электроэнергии, и электрической сети.

Результаты, изложенные в главе, получены автором лично. Н.И. Воропай принял участие при обсуждении постановки проблемы и результатов исследований.

2.1.Исходные методические положения

При создании и развитии изолированных систем электроснабжения важнейшей задачей является выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей, а также оптимальной структуры сети.

Таковыми вопросами, в основном, занимались при рассмотрении больших систем [225-239]. Начало этих исследований было положено еще при существовании Советского Союза, где не было конфликта интересов различных собственников.

После реформирования электроэнергетики возник конфликт интересов различных собственников, и в связи с этим оптимизация сетевой структуры и генерации стала чрезвычайно сложной трудновыполнимой задачей. Данной проблеме посвящен ряд исследований [240-244]. При использовании рыночных принципов особенно остро возникает проблема неопределенности конфигурации

энергосистем. И это является одним из основных вопросов, которые необходимо решать при планировании энергосистем [228-248].

В то же время, при обосновании развития изолированных систем электроснабжения, как отмечалось в предыдущей главе, такого конфликта часто не возникает в силу того, что в таких системах генерация, сетевая структура, а в ряде случаев и потребители, принадлежат одному собственнику. Данное обстоятельство облегчает задачу развития изолированных систем электроснабжения. Но с другой стороны, инвестиции осуществляются на основе рыночных механизмов, а не на централизованном принципе принятия решений.

Проблеме развития электроснабжения изолированных территорий посвящены работы многих зарубежных авторов [43, 47, 50, 249-253 и др.].

Как правило, в данной ситуации задача состоит в следующем. Известна нагрузка, а также определена перспективная потребность в электроэнергии для каждой конкретной изолированной системы. При обосновании развития системы задача состоит в выборе состава генерирующих мощностей системы и сетевой структуры при минимуме капитальных затрат на новую генерацию и усиление сети. Также при постановке задачи необходимо свести к минимуму эксплуатационные расходы.

Задача оптимизации развития генерирующих мощностей и сетевой структуры является объемной, поэтому для ее решения целесообразно применить принцип декомпозиции. При обосновании развития необходимо учитывать топологию распределительной сети и мероприятия по обеспечению ее активности, с учетом внешних условий развития, таких как:

- прогноз перспективного потребления электрической энергии;
- ограничения по использованию топлива (объемам и ценам);
- применение возобновляемых источников энергии;
- сроки сооружения генерирующих мощностей и линий;
- финансовые возможности.

При формировании концепции развития СЭС необходимо в модели учитывать надежность электроснабжения и качество электрической энергии, так как это наиболее важные (как уже отмечалось ранее) критерии функционирования электроэнергетических систем.

Традиционно временной расчетный период при рассмотрении развития крупной электроэнергетической системы составляет 10-15-20 лет [225]. При рассмотрении изолированных систем электроснабжения целесообразно ограничиваться временным периодом 10 лет. Данный подход обусловлен рядом причин. Прежде всего, в отличие от Единой энергетической системы России, сложно спрогнозировать энергопотребление в изолированных системах на более длительный срок, т.к. в них обычно преобладают потребители с достаточно коротким горизонтом планирования нагрузки. Данные потребители в большей степени зависят от рыночной и политической ситуации. Многие потребители в таких системах являются сырьевыми добывающими предприятиями, что также накладывает дополнительные ограничения по срокам их функционирования. Например, с точки зрения, истощаемости запасов месторождений, изменения цен на сырье, изменения политической ситуации. Также в последние годы наметилась тенденция строительства мобильных модульных добывающих и перерабатывающих предприятий, которые в случае изменения рыночной конъюнктуры могут достаточно быстро увеличивать или уменьшать мощность. С другой стороны срок окупаемости таких потребителей и соответственно систем электроснабжения, как правило, составляет менее 10 лет. Соответственно, в этот период обеспечивается возврат инвестиций и получение прибыли.

В связи возможной большой изменчивостью потребления электроэнергии по годам, модель должна позволять рассматривать развитие изолированной системы электроснабжения в динамике и вносить коррективы в течение срока службы системы. Т.е. должна иметься возможность учитывать дополнительно вводимые (выводимые) мощности по годам. Таким образом, требованием к модели является ее возможность представлять расчетный период по годам.

При формировании модели целесообразно капитальные вложения на строительство новых генераторов и сетевой инфраструктуры относить к году ввода нового объекта. В случае ввода новых инфраструктурных объектов в течение года такая модель должна позволять учитывать как капитальные затраты на сооружение данных объектов в текущем году, так и затраты на эксплуатацию в этот же год.

При записи комплексного критерия оптимизации структуры генерирующих мощностей и линий целевую функцию условно можно рассматривать как сумму капитальных затрат на сооружение (демонтаж) генераторов и сумму эксплуатационных расходов (постоянных и переменных). Необходимость учитывать стоимость демонтажа объектов связана с тем, что при долгосрочном планировании развития электроэнергетических систем может возникнуть необходимость полного вывода их из эксплуатации (окончание нормативного срока эксплуатации, изменения нагрузки и др.), либо их замены на иные (изменение нагрузки, появление более совершенных с низкими эксплуатационными расходами, изменение структуры топлива и др.).

Критерий оптимизации капитальных затрат и эксплуатационных расходов на генерирующие мощности включает в себя и накопители электрической энергии. В данном случае, накопители электрической энергии целесообразно рассматривать как генераторы, так как здесь идет речь о капитальных затратах и эксплуатационных расходах. Принцип работы накопителя (заряд-разряд) не влияет на эти расходы, и соответственно, на критерий оптимизации.

При формализации записи ограничений для критерия необходимо учитывать ограничения, накладываемые на оптимизационную функцию, как в нормальном режиме работы, так и в аварийных.

В качестве общего подхода решения проблемы предлагается использование идеологии декомпозиции Бендерса [254], несмотря на то, что имеются иные методы [245-247, 255-257 и др.]. Выбор данного метода обусловлен его наибольшей популярностью при решении подобных задач, а также тем, что он

позволяет совместно решать задачи оптимизации состава генерирующих мощностей и сетевой структуры.

Метод декомпозиции Бендерса является одним из часто используемых методов для задач комбинаторной оптимизации и он может быть использован для решения сложных задач [254].

Метод Бендерса был предложен для решения масштабных задач смешанного частично-целочисленного линейного программирования. В основе лежит декомпозиция исходной задачи на две подзадачи меньшей размерности [258]. В одной из таких подзадач представлены целочисленные переменные (подзадача с целочисленными переменными), а в другой подзадаче используются непрерывные переменные (подзадача с линейными переменными). За счет добавления новых ограничений (отсечений) происходит сужение области целочисленной подзадачи. В свою очередь подзадача линейных переменных используется для создания новых ограничений, а также для проверки решения подзадачи целочисленных переменных, с точки зрения оптимальности [259].

В общем виде схема метода декомпозиции Бендерса представлена на рисунке 2.1.

Как правило, мастер-задача (мастер-проблема) представляет собой целочисленную задачу, а подзадачи являются задачами линейного программирования. При решении каждой подзадачи, используется множество двойственных переменных, которые получены и используются для создания отсечений Бендерса для мастер-задачи. Под отсечениями в данном случае следует подразумевать дополнительные ограничения (неравенства).

В России методы декомпозиции Бендерса и их вариации в основном используются при исследовании задач размещения предприятий [254-262].

Впервые для задач электроэнергетики этот метод был применен в 1984 году [263]. В дальнейшем он широко применялся при обосновании расширения электрических сетей [264-267].

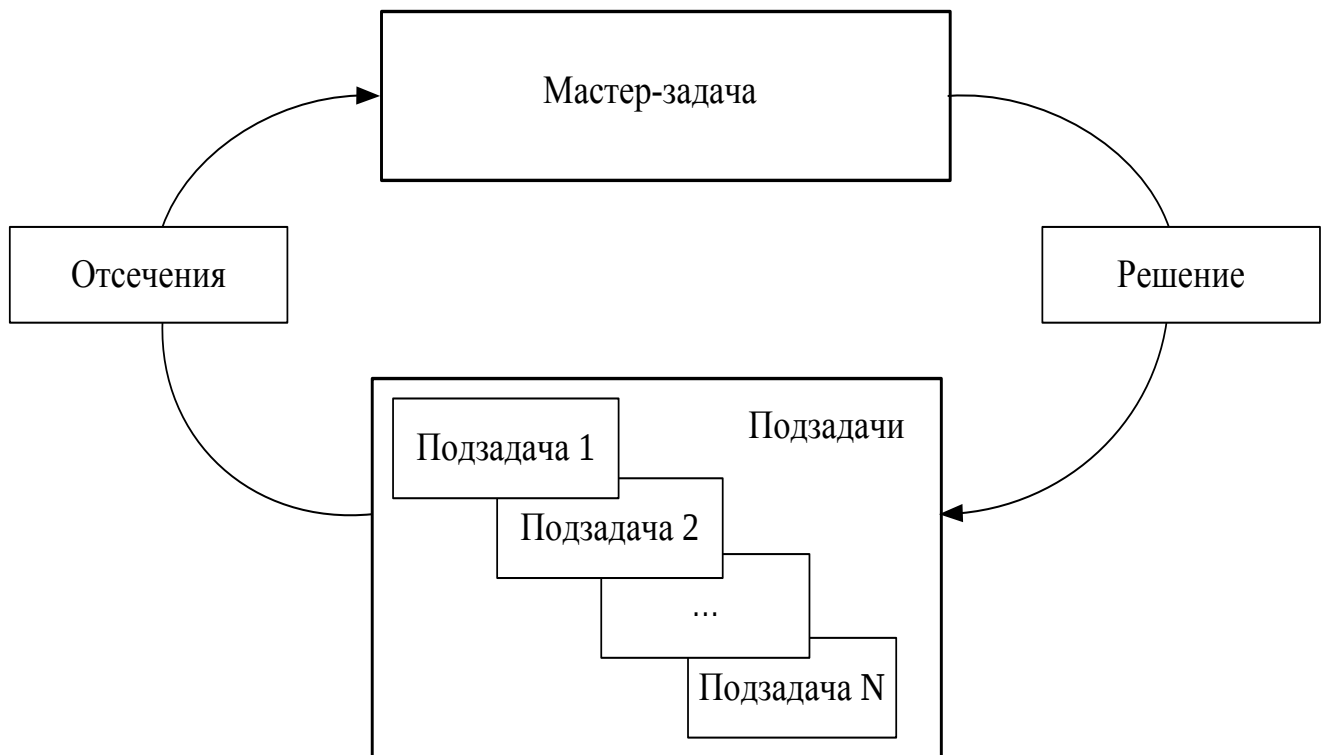


Рисунок 2.1 – Схема метода декомпозиции Бендерса

В работе [265] декомпозиция Бендерса используется для определения местоположения и емкости накопителей электрической энергии с целью отсрочки строительства новых линий электропередачи.

В работе [268] метод декомпозиции Бендерса применен при исследовании установок когенерации. С помощью данного метода производится оптимизация (достижение максимума) экономических показателей когенерационных установок при минимизации загрязнения окружающей среды.

В работе [269] метод декомпозиции Бендерса рассматривается для определения оптимальной реконфигурации сети в аварийных режимах для обеспечения бесперебойности питания потребителей.

В работе [270] предложен подход для определения размера и графика работы системы накопителей энергии и микротурбины для работы микросистем.

Для решения масштабных задач в работе [268] применен метод, в котором условно алгоритм оптимизации можно разделить на две задачи: внешнюю мастер-задачу и внутреннюю мастер-задачу. Такой метод называется двойным методом

декомпозиции Бендерса (рисунок 2.2). При использовании данного метода решения внешней мастер-задачи рассматривается другая декомпозиция Бендерса, чем при решении внутренней.

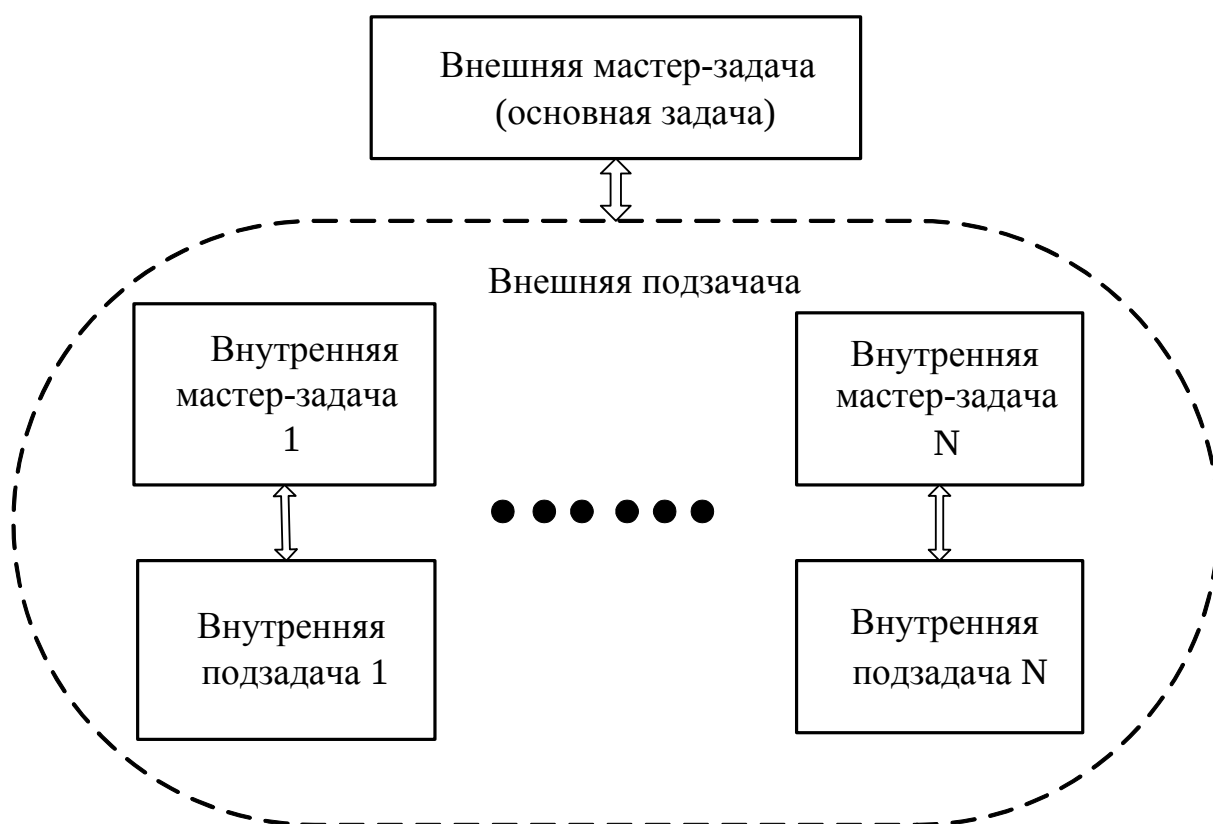


Рисунок 2.2 – Общая схема решения двойным методом декомпозиции Бендерса [268]

Целесообразно применить идеологию метода декомпозиции Бендерса для решения поставленной задачи оптимизации структуры изолированной СЭС. Для этого необходимо сформулировать математическое описание задачи таким образом, чтобы имелась возможность применить идеологию метода декомпозиции Бендерса для ее решения.

Основываясь на идеях декомпозиции Бендерса в данной работе в качестве мастер-задачи предлагается использовать общую модель оптимизации активных изолированных систем электроснабжения. Подзадачами являются все остальные задачи.

2.2. Математическая формализация задачи

Задача оптимизации развития активной изолированной СЭС включает оптимизацию генерирующих мощностей и оптимизацию сети. Для наглядности следует записать отдельно критерии оптимизации для генерирующих мощностей и сетевой структуры. В качестве базы приняты основополагающие принципы подхода, предложенного М.Шахидепуром [271].

Для генерирующих мощностей критерий оптимизации записывается следующим образом:

$$Z_G = \min \sum_{TG} \left[\sum_{g=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] + \sum_{g=1}^T \sum_{i=1}^{EG} KG_{ig} + \right. \\ \left. + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{i=1}^{EG} DT_{ibg} \cdot OC_{ibg} \cdot PG_{ibg} + \sum_{g=1}^T \sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) \right] \quad (2.1)$$

где i – номер существующего генератора;

l – номер генератора, предполагаемого к установке;

k – номер генератора, предполагаемого к демонтажу;

b – номер периода функционирования в годовом графике;

TG - тип генератора, например, солнечные элементы, ветроэнергетическая установка и т.д.;

g - номер года планирования;

B – число периодов функционирования в годовом графике;

CG – количество предполагаемых к установке (строительству) генераторов;

T – горизонт планирования в годах;

EG – количество существующих генераторов;

CI_{lg} – капитальные затраты на сооружение генератора l в год g ;

DT_{ibg} – продолжительность периода функционирования b генератора i в год

g ;

OC_{ibg} – эксплуатационные расходы при работе генератора i в течение периода функционирования b в год g ;

X_{lg} – бинарная составляющая, связанная с генератором l , предполагаемом к установке в год g ; состояние 1: выбран, 0: не выбран ($X_{l(g-1)} \leq X_{lg}$);

X_{kg} – бинарная составляющая, связанная с генератором k , предполагаемом к демонтажу в год g ; состояние 1: выбран, 0: не выбран ($X_{k(g-1)} \leq X_{kg}$);

PG_{ibg} – мощность подключенных генераторов i в период функционирования b в год g ;

DG_{kg} – затраты на демонтаж генератора;

KG_{ig} – постоянные затраты, связанные с эксплуатацией генератора;

UG – количество генераторов, предполагаемых к демонтажу.

Для учета особенностей каждого типа генераторов и систематизации анализа целесообразнее записать критерий оптимизации отдельно для каждого возможного типа, а затем суммировать общий результат. Данное обстоятельство вызвано тем, что даже однотипные (с точки зрения способа генерации электрической энергии) могут существенно отличаться по мощности, технологиям генерации и другим характеристикам.

Первая составляющая критерия оптимизации (2.1) включает в себя капитальные затраты на сооружение генератора l в год g .

Вторая составляющая KG_{ig} включает в себя постоянные эксплуатационные затраты. В эту составляющую входят затраты на обслуживающий персонал и не зависят от условий и времени функционирования агрегата. Таким образом, данная составляющая является постоянной величиной.

Третья составляющая формулы (2.1) включает в себя затраты на топливную составляющую. Множителем DT_{ibg} учитывается продолжительность функционирования (число часов использования установленной мощности) в год g каждого генератора i . Следует отметить, что данные расходы зависят от условий и времени функционирования генератора. Например, они равны нулю в случае его нахождения в нерабочем состоянии.

Четвертая составляющая критерия (2.1) позволяет учитывать стоимость демонтажа генераторов. Так как рассматриваемая изолированная СЭС является развивающейся технической системой и в полной мере зависит от макро- и микро- экономической ситуации в стране и мире, уровня развития техники и технологий, то может возникнуть потребность в демонтаже части генераторов. Данная потребность в демонтаже возникает в том случае, когда, например, появляется необходимость замены агрегата на более мощный и экономичный, старения генератора, либо в случае его вывода из работы в связи изменением структуры нагрузки потребителей (изменение технологии, изменение экономической ситуации и т.д.)

Для сетевой структуры критерий оптимизации будет выглядеть следующим образом:

$$Z_L = \min \left[\sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] + \right. \\ \left. + \sum_{g=1}^T \sum_{j=1}^{EL} KN_{jg} + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{j=1}^{EL} NT_{jbg} \cdot NC_{jbg} \cdot PL_{jbg} \right] \quad (2.2)$$

где n – номер планируемой линии;

J – номер существующей линии;

g – номер года планирования;

CL – количество планируемых линий;

T – горизонт планирования в годах;

EL – количество существующих линий;

CN_{ng} – капитальные затраты на планируемую линию n в год g ;

NT_{jbg} – продолжительность периода функционирования b в год g линии j ;

NC_{jbg} – эксплуатационные расходы линии j в течение периода функционирования b в год g ;

X_{nt} – бинарная составляющая, связанная с планируемой линией n в год g ;
состояние 1: выбрана, 0: не выбрана;

PL_{jbg} - передаваемая мощность по линии j в течение периода функционирования b в год g ;

KN_{jg} - постоянные затраты, связанные с эксплуатацией линии j .

Первая составляющая в формуле (2.2) описывает затраты на строительство новых линий для сетевой структуры.

Вторая составляющая аналогична используемой в выражении (2.1) для генерирующих мощностей.

Третья составляющая в данной формуле учитывает эксплуатационные расходы (в том числе потери в линии).

Итоговая целевая функция оптимизации развития изолированной системы электроснабжения включает затраты на развитие генерирующих агрегатов и затраты на развитие электрической сети:

$$Z = Z_G + Z_L \quad (2.3)$$

Таким образом, на основе (2.3) и с использованием составляющих, описываемых с помощью выражений (2.1) и (2.2) итоговая целевая функция будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} Z = \min & \left[\sum_{TG} \left[\sum_{g=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] + \right. \right. \\ & \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{i=1}^{EG} DT_{ibg} \cdot OC_{ibg} \cdot PG_{ibg} + \sum_{g=1}^T \sum_{i=1}^{EG} KG_{ig} + \\ & \left. + \sum_{g=1}^T \sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) \right] + \sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] + \\ & \left. + \sum_{g=1}^T \sum_{j=1}^{EL} KN_{jg} + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \sum_{j=1}^{EL} NT_{jbg} \cdot NC_{jbg} \cdot PL_{jbg} \right] \quad (2.4) \end{aligned}$$

Ограничения для данной целевой функции условно можно разбить на несколько групп:

1. Ограничения (2.5) - (2.15) представляют наличие капитала инвестиционных фондов в год g , проектную мощность ресурсов за год g , максимальное количество единиц генераторов и линий, которые будут добавлены в год планирования и прогнозируемого начала сроков строительства, соответственно [271].

Для наглядности отдельно записаны ограничения, связанные с генерирующими мощностями (2.5) - (2.11) и сетевой структурой (2.12) - (2.15) для каждого года t .

Генерирующие мощности:

$$\sum_{l=1}^{CG} CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)}) \leq CZ_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.5)$$

$$\sum_{l=1}^{CG} CIG_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)}) \leq UCG_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.6)$$

$$\sum_{l=1}^{CG} (X_{lg} - X_{l(g-1)}) \leq UGN_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.7)$$

$$\sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) \leq CD_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.8)$$

$$\sum_{k=1}^{UG} CIG_{kg} \cdot (X_{kg} - X_{k(g-1)}) \leq UDG_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.9)$$

$$\sum_{k=1}^{CG} (X_{kg} - X_{k(g-1)}) \leq UDN_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.10)$$

$$X_{lg} = 0, \text{ если } g < CT_l, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.11)$$

$$(l = 1, 2, \dots, CG),$$

где CIG_{lt} – установленная мощность генератора l , предполагаемого к установке в год g ;

CZ_t – капитальные затраты на сооружение генераторов в год g ;

UCG_t – суммарная максимальная мощность генераторов, добавляемая в год g ;

CT_l - требуемое время для установки и запуска генератора l в работу в год g ;

UGN_g - верхний предел количества вводимых генераторов в год g ;

CIG_{kg} – установленная мощность генератора k , предполагаемого к демонтажу в год g ;

CD_g – капитальные затраты на демонтаж генераторов в год g ;

UDG_g – суммарная максимальная мощность генераторов, демонтируемых в год g ;

UDN_g - верхний предел количества выводимых из работы генераторов в год g .

Для выводимых из работы (демонтируемых) генераторов ограничение, аналогичное (2.11), вводить не имеет смысла, так как время демонтажа генераторов не оказывает влияние на развитие системы. Это объясняется тем, что в случае вывода из эксплуатации генератора учитывается время его остановки (прекращения эксплуатации), а продолжительность демонтажа в этом случае не имеет значения.

Сетевая структура:

$$\sum_{n=1}^{CL} CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)}) \leq CX_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.12)$$

$$\sum_{n=1}^{CL} LC_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)}) \leq UCL_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.13)$$

$$\sum_{n=1}^{CL} (X_{ng} - X_{n(g-1)}) \leq ULN_g, \quad (g = 1, 2, \dots, T), \quad (2.14)$$

$$X_{ng} = 0, \text{ если } g < CT_j, \quad (g = 1, 2, \dots, T), (n = 1, 2, \dots, CL), \quad (2.15)$$

где LC_{ng} – пропускная способность планируемой линии n ;

CX_g – капитальные затраты на сооружение линий в год t ;

UCL_g – суммарная максимальная пропускная способность линий, добавляемая в год g ;

CT_n - требуемое время для строительства и запуска линии n в работу в год g ;

ULN_g - верхний лимит количества вводимых линий в год g .

2. Общая установленная мощность предполагаемых к установке генераторов и существующих генераторов должна соответствовать сумме прогнозируемой мощности спроса пиковой нагрузки и резервов. Математическое выражение для данного ограничения можно записать, базирываясь на работе [271]:

$$\sum_{i=1}^{EG} CIG_{ig} + \sum_{l=1}^{CG} CAP_{lg} \cdot X_{lg} + \sum_{k=1}^{UG} CIG_{kg} \cdot X_{kg} \geq PD_{bg} + PR_{bg}, \quad (2.16)$$

$$(g = 1, 2, \dots, T),$$

где CIG_{ig} – установленная мощность существующего генератора i ,

PD_{bg} – прогнозируемая нагрузка системы в течение периода функционирования b в год g ;

PR_{bg} – прогнозируемая мощность резерва системы в течение периода функционирования b в год g .

3. Системные ограничения

Для существующих линий

$$f_{cd} - \frac{(\theta_c - \theta_d)}{Z_{cd}} = 0, \quad (2.17)$$

где f_{cd} – переток между узлами c и d ;

θ_c, θ_d – углы напряжения в узлах c и d , соответственно;

Z_{cd} – полное сопротивление линии между узлами c и d .

Для предполагаемых линий [271]:

$$\left| f_{cd} - \frac{(\theta_c - \theta_d)}{Z_{cd}} \right| \leq M_n(1 - X_{nt}) \quad n \in c, d, \quad (2.18)$$

где M – большое положительное число.

Установленная мощность существующих генераторов в году g

$$PG_{ig, \min} \leq PG_{ig} \leq PG_{ig, \max}, \quad (2.19)$$

где $PG_{ig, \min}$ – нижний предел мощности генератора i в году g ;

$PG_{ig, \max}$ – верхний предел мощности генератора i в году g .

Выработка электроэнергии существующими генераторами в год g

$$\sum_{b=1}^B PG_{big,\min} \cdot DT_{bt} \leq \sum_{b=1}^B PG_{big} \cdot DT_{bg} \leq \sum_{b=1}^B PG_{big,\max} \cdot DT_{bg}, \quad (2.20)$$

Верхний и нижний пределы мощности каждого отдельного генератора в любой момент времени (в зависимости от типа)

$$PG_{i\min} \leq PG_i \leq PG_{i\max}, \quad (2.21)$$

$$PG_{l\min} \leq PG_l \leq PG_{l\max}. \quad (2.22)$$

Выработка электроэнергии возможными (потенциальными) генераторами в год g

$$\sum_{b=1}^B PG_{blg,\min} \cdot DT_{bg} \cdot X_{lg} \leq \sum_{b=1}^B PG_{blg} \cdot DT_{bg} \leq \sum_{b=1}^B PG_{blg,\max} \cdot X_{lg} \cdot DT_{bg}, \quad (2.23)$$

$$(g = 1, 2, \dots, T), (l = 1, 2, \dots, CG).$$

Ограничения, связанные с пропускной способностью линий по активной мощности

$$\begin{aligned} -PL_{j,\max} &\leq f_{cd} \leq PL_{j,\max}, \\ -PL_{n,\max} &\leq f_{cd} \leq PL_{n,\max}. \end{aligned} \quad (2.24)$$

где f_{cd} - переток по линии от точки c до точки d ;

c, d - индексы шин;

j - индекс существующей линии;

n – индекс планируемой линии.

Также данное ограничение (2.23) позволяет унифицировать целевую функцию для генераторов и накопителей электрической энергии, так как позволяет не принимать во внимание направление потока мощности в линии (описывает возможность двунаправленных потоков мощности).

Ограничения по пропускной способности кандидата в линии

$$\begin{aligned} |f_{cd}| &\leq PL_{n,\max} \cdot X_{ng}, \\ (n \in c, d), \end{aligned} \quad (2.25)$$

4.Ограничения связанные с требованиями по надежности [271]:

$$DT_{bg} \sum_{h=1}^{ND} r_{h,bg} \leq E_{bg} \quad (2.26)$$

$$(g = 1, 2, \dots, T)$$

где h - номер точки подключения нагрузки;

ND –количество точек подключения нагрузки;

r_h - недоотпуск электроэнергии в точке h ;

E_{bg} - допустимый уровень недоотпуска электроэнергии в период функционирования b в год g ;

DT_{bg} –продолжительность периода функционирования b в год g .

5.Ограничения по суммарному балансу

$$\sum_{i=1}^{EG} PG_{ig} - PN_g - PL_g = 0 , \quad (2.27)$$

$$PG_{ig} = PG'_{ig} \pm PG''_{ig} , \quad (2.28)$$

где PG'_{ig} - мощность непосредственно генераторов (без учета накопителей электрической энергии);

PG''_{ig} - мощность накопителей электрической накопителей энергии;

PN_g – мощность нагрузки в год g ;

PL_g – потери в год g .

6.Ограничения по балансу в узле

$$PG'_{ic} \pm PG''_{ic} \pm \sum_{j=1}^{EL_c} f_{jc} - PN_c - PL_c = 0 \quad (2.29)$$

где PG'_{ic} - мощность генераторов, подключенных к узлу c ;

PG''_{ic} - мощность накопителей электрической энергии, подключенных к узлу c ;

f_{jc} - поток по линиям, отходящим от узла c ;

PN_c - суммарная мощность нагрузки, подключенной к узлу c ;

EL_c – номер линий, подключенных к узлу c ;

PL_c - потери в узле c .

7. Ограничение на месторасположение инфраструктуры

Ограничение на места размещения предполагаемых генераторов следует “привязать” к узлам распределительной сети [272].

$$D_c = PG_{ic} - PN_c, \quad (2.30)$$

где D_c - дефицит мощности в узле c .

Возможным решением данной проблемы является подключение к данному узлу соответствующей дополнительной мощности:

$$\sum_{lc=1}^{CG_c} CIG_{ic} \geq D_c, \quad (2.31)$$

где lc – индекс дополнительных генераторов, подключаемых к узлу c ;

CIG_{ic} – мощность дополнительных генераторов, подключаемых к узлу c ;

CG_c – номер дополнительных генераторов, подключаемых к узлу c .

Механизм определения дефицита мощности в узлах представлен в главе 5 данной работы.

Таким образом, подключение дополнительных генераторов к узлу c дефицитом мощности позволит снизить перетоки мощности между узлами сети.

Общее уравнение баланса при подключении дополнительных генераторов и линий будет выглядеть так:

$$\sum_{l=1}^{CG_c} CIG_{ic} + \sum_{i=1}^{EG_c} (PG'_{ic} \pm PG''_{ic}) \pm \left(\sum_{j=1}^{EL_c} f_{jc} + \sum_{n=1}^{CL_c} f_{nc} \right) - PN_c - PL_c = 0, \quad (2.32)$$

где CL_c – номер планируемой линии, подключаемой в узлу c ;

CG_c - номер генератора, предполагаемого к подключению к узлу c ;

EG_c -номер генератора, подключенного к узлу c ;

CIG_{ic} – установленная мощность i - того генератора, подключаемого к узлу c .

Следует иметь в виду, что к каждому узлу может быть подключено конечное количество генераторов.

$$i \leq i_{max} , \quad (2.33)$$

где i_{max} – максимально возможное количество подключенных к узлу генераторов.

Аналогично ограничению на количество подключаемых генераторов к каждому узлу имеется и ограничение на количество подключаемых линий.

$$j \leq j_{max} , \quad (2.34)$$

где j_{max} – максимально возможное количество, подключенных к узлу генераторов.

8. Ограничения, связанные с типом генераторов.

При планировании генерирующих мощностей возникает вопрос выбора типа генерирующих установок. Поэтому необходимо учитывать ограничения, имеющиеся для каждого типа, которые обусловлены его техническими особенностями.

$$PG_i \leq PG_{TG,i} , \quad (2.35)$$

где $PG_{TG,i}$ – мощность каждого генератора, в зависимости от типа

Ниже приводятся ограничения для различных возможных типов, которые широко применяются при планировании изолированных систем электроснабжения.

Для гидроэлектростанций:

Определяется маловодным периодом

$$PG_{HPS,min} \leq PG_{HPS,i} \leq PG_{HPS,max} , \quad (2.36)$$

где $PG_{HPS,i}$ – мощность ГЭС;

$PG_{HPS,min}$ – минимальная мощность ГЭС в маловодный период.

Также, если применяются мини- и микро-ГЭС, то минимальная мощность может быть равна 0 (это связано с промерзанием реки в зимний период).

Для ветрогенераторов:

$$PG_{WT,i} \leq PG_{WT,i,max} , \quad (2.37)$$

где $PG_{WT,i}$ – мощность ветрогенератора;

$PG_{WT,i,max}$ – максимальная мощность ветрогенератора.

Главным условием работы ветрогенераторов является необходимость, чтобы скорость ветра была в пределах рабочего диапазона:

$$V_{\min} \leq V \leq V_{\max} , \quad (2.38)$$

Для солнечных электростанций

$$PG_{PV,i} = PG_{PV,i} \cdot X_i , \quad (2.39)$$

где X_i – бинарная переменная (0 - нет солнечного излучения, 1 - есть солнечное излучение (в пределах рабочего диапазона))

Для накопителей электрической энергии

Баланс энергии накопителя. Энергия “заряд-разряд”:

$$E_{in} - E_{out} - E_L = 0 , \quad (2.40)$$

где E_{out} – энергия разряда;

E_{in} – энергия заряда;

E_L - потери энергии.

Ограничения по емкости накопителя:

$$E_{i,\min} \leq E_i \leq E_{i,\max} , \quad (2.41)$$

Предельное значение количества циклов “заряд-разряд”

$$CD_i \leq F , \quad (2.42)$$

где CD_i – количество циклов заряд-разряд для накопителя энергии.

Также имеются ограничения по скорости заряда и разряда.

9. Ограничения по току в линиях

$$I_{j,\min} \leq I_j \leq I_{j,\max} , \quad (2.43)$$

где $I_{j,\min}$ и $I_{j,\max}$ – минимальное и максимальное возможное значение тока в линии j , соответственно.

10. Ограничения, связанные с качеством электрической энергии.

Уровни напряжения:

$$U_{\min} \leq U \leq U_{\max} , \quad (2.44)$$

где $U_{\min}$ и $U_{\max}$ – минимальное и максимальное значение уровня напряжения, соответственно.

Частота в изолированной СЭС:

$$f_{\min} \leq f \leq f_{\max} . \quad (2.45)$$

2.3. Декомпозиция задачи с использованием метода Бендерса

2.3.1. Общие положения алгоритма Бендерса

Как уже отмечалось выше (рисунок 2.2), при применении метода декомпозиции Бендерса исходная задача разбивается на основную мастер-задачу и несколько подзадач [273].

С помощью подзадач проверяется решение основной задачи, чтобы определить, удовлетворяет ли решение для оставшихся ограничений. Если решение подзадачи допустимо, то верхняя граница решения исходной задачи будет рассчитываться при формировании новой целевой функции для дальнейшей оптимизации решения мастер-задачи. Если решение какой-либо из подзадач является недопустимым, что означает неосуществимость отсечения, в этом случае представляющая наименьшее удовлетворяющее ограничение будет использовано мастер-задачей. Затем новая нижняя грань решения исходной задачи будет получена путем повторного вычисления мастер-задачи с большим количеством ограничений. Окончательное решение на основе алгоритма разложения Бендерса может потребовать итераций между мастер-задачей и подзадачами. Когда верхняя грань и нижняя грань будут достаточно близки, то это означает, что достигнуто оптимальное решение исходной задачи.

Достоинством данного метода является то, что подзадачи можно решать независимо и параллельно.

В нашем случае основной является задача определения оптимальных капитальных вложений. Это задача линейного частично-целочисленного программирования. Подзадачи используются для определения различных оптимальных решений с точки зрения условий функционирования изолированных СЭС. В этих подзадачах рассматривается набор двойственных переменных, которые определяются предельными изменениями капитальных вложений в

предыдущих расчетах. Эти двойственные переменные подставляются в основную мастер-задачу и после пересмотра предыдущей оценки, получается набор новых оценок. Найденные оценки используются в различных подзадачах для получения решений по условиям функционирования.

Методика использования алгоритма Бендерса представлена в работах [271, 274]. Воспользуемся данной методикой.

Задачу смешанного целочисленного программирования можно записать в следующем виде [271]:

$$\text{Проблема P1} \begin{cases} z = \min(c^T x + d^T y) \\ Ay \geq b \\ Ex + Fy \geq h \\ x \geq 0, y \in S \end{cases}, \quad (2.46)$$

где A – матрица $m \times n$;

E – матрица $q \times p$;

F – матрица $q \times n$;

x, c – p -вектора;

y, d – целочисленный n – вектор;

b – m -вектор;

h – q -вектор;

S – произвольное подмножество E^p с целочисленными компонентами.

Поскольку x непрерывен, а y является целочисленным вектором, то проблема P1 является смешанной целочисленной проблемой. Таким образом, компонент $c^T x$ в (2.46) отражает задачу линейного программирования, а компонент $d^T y$ в (2.46) представляет целочисленную задачу.

Для удобства и упрощения, здесь при описании метода декомпозиции Бендерса вводится допущение, что при решении задачи зафиксирован один год рассмотрения. Данное допущение позволяет не записывать в уравнениях “лишний” знак суммирования по годам. В нашем случае, как отмечалось выше, целочисленной задачей является минимизация капитальных затрат на

строительство генераторов и линий, а также демонтаж генераторов. Остальные задачи являются линейными.

Таким образом, если значения y фиксированы, то P1 является линейной относительно x . Следовательно (2.46) можно записать в виде [271]:

$$\min_{y \in R} \{d^T y | Ay \geq b + \min\{c^T x | Ex \geq h - Fy, x \geq 0\}\}, \quad (2.47)$$

где $R = \{y | \text{имеется } x \geq 0 \text{ такая, что } Ex \geq h - Fy, Ay \geq b, y \in S\}$

Оригинальная проблема может быть разбита на мастер-задачу (MP) и подзадачу (SP).

Оптимизация начинается с решения следующей мастер-задачи MP1 [271]:

$$\text{Мастер – задача MP1} \begin{cases} \min z_{lower}^T \\ z_{lower} \geq d^T y \\ Ay \geq b \\ y \in S \end{cases} \quad (2.48)$$

Используем z взамен $d^T y$, в качестве целевой функции.

Выражение (2.47) может быть переписана в следующем виде.

Основная подзадача SP1 [261]:

$$\text{Подзадача SP1} \begin{cases} \min c^T x \\ Ex \geq b - F\hat{y} \\ x \geq 0 \end{cases} \quad (2.49)$$

Двойственная задача SP2 подзадачи SP1 [261]:

$$\text{Подзадача SP2} \begin{cases} \max (b - F\hat{y})^T u \\ E^T u \leq c \\ u \geq 0 \end{cases} \quad (2.50)$$

где $\hat{y}$ – решение мастер-задачи

На рисунке 2.3 представлена блок-схема решения задачи с применением алгоритма Бендерса [271, 274].

1. Решение MP1 (2.48) и получение первоначальной нижней границы решения $\hat{z}_{lower}$. В случае, если MP1 является недопустимой, то происходит возврат к исходной задаче P1.

2. Решение подзадач SP1 (2.49) и SP2 (2.50). Верхняя граница решения исходной задачи P1, с точки зрения SP2 будет: $\hat{z}_{upper} = d^T \hat{y} + (h - F\hat{y})^T \hat{u}^p$ для

оптимального двойственного решения $\hat{u}^p$. С точки зрения SP1, $\hat{z}_{upper} = d^T \hat{y} + c^T \hat{x}$ является верхней границей решения исходной задачи P1 для $\hat{x}$.

Возможны три варианта развития ситуации [271]:

- Если для исходной задачи P1 выполняется неравенство $|\hat{z}_{upper} - \hat{z}_{lower}| \leq \varepsilon$, то процесс расчета останавливается. В противном случае, необходимо генерировать новое ограничение $\hat{z}_{lower} = d^T \hat{y} + (h - F\hat{y})^T \hat{u}^p$ (осуществимости отсечения) для MP2 и перейти к шагу 3.
- Если SP2 неограничен, это означает, что SP1 является недопустимой, и необходимо ввести новое отсечение $(h - Fy)^T \hat{u}^r$ (неосуществимость отсечения) для MP2. В этом случае сначала рассчитывается $\hat{u}^r$ из уравнения (2.51) для того чтобы сформировать отсечение неосуществимости, а затем перейдите к шагу номер 3.

Используем новую SP1 (2.51), для проверки осуществимости подзадачи вычисления u^r в SP2 [261]

$$\begin{cases} \min 1^T s \\ Ex + Is \geq h - F\hat{y} \\ x \geq 0, s \geq 0 \end{cases} \rightarrow u^r \quad (2.51)$$

- Если SP2 является недопустимой, то исходная задача P1 будет иметь либо неосуществимое решение, либо неограниченное решение. Процесс расчета останавливается.

3. Решение мастер-задачи 2 (MP2), чтобы получить новую нижнюю границу решения $\hat{z}_{lower}$ относительно $\hat{y}$ для исходной задачи P1. В следующей постановке MP2, мы используем либо осуществимость отсечения (второе ограничение) либо неосуществимость отсечения (третье ограничение), как описано в шаге 2.

$$\text{MP2} \begin{cases} \min z_{lower} \\ z_{lower} \geq d^T y + (h - Fy)^T u_i^p, i = 1, \dots, n_p \\ (h - Fy)^T u_i^r, i = 1, \dots, n_r \\ y \in S \end{cases} \quad (2.52)$$

где u_i^p - точка экстремума выражения [271]:

$$P = \{u | A^T u \leq c, u \geq 0\} \quad (2.53)$$

- Затем происходит возврат к шагу 2 для решения вновь подзадачи SP.
- Если MP2 неограничена, указать $z_{\text{lower}} = \infty$ с $\hat{y}$ как произвольный элемент S.

S. Возврат к шагу 2.

- Если MP2 является недопустимой, то будет исходная задача P1. Процесс расчета останавливается.

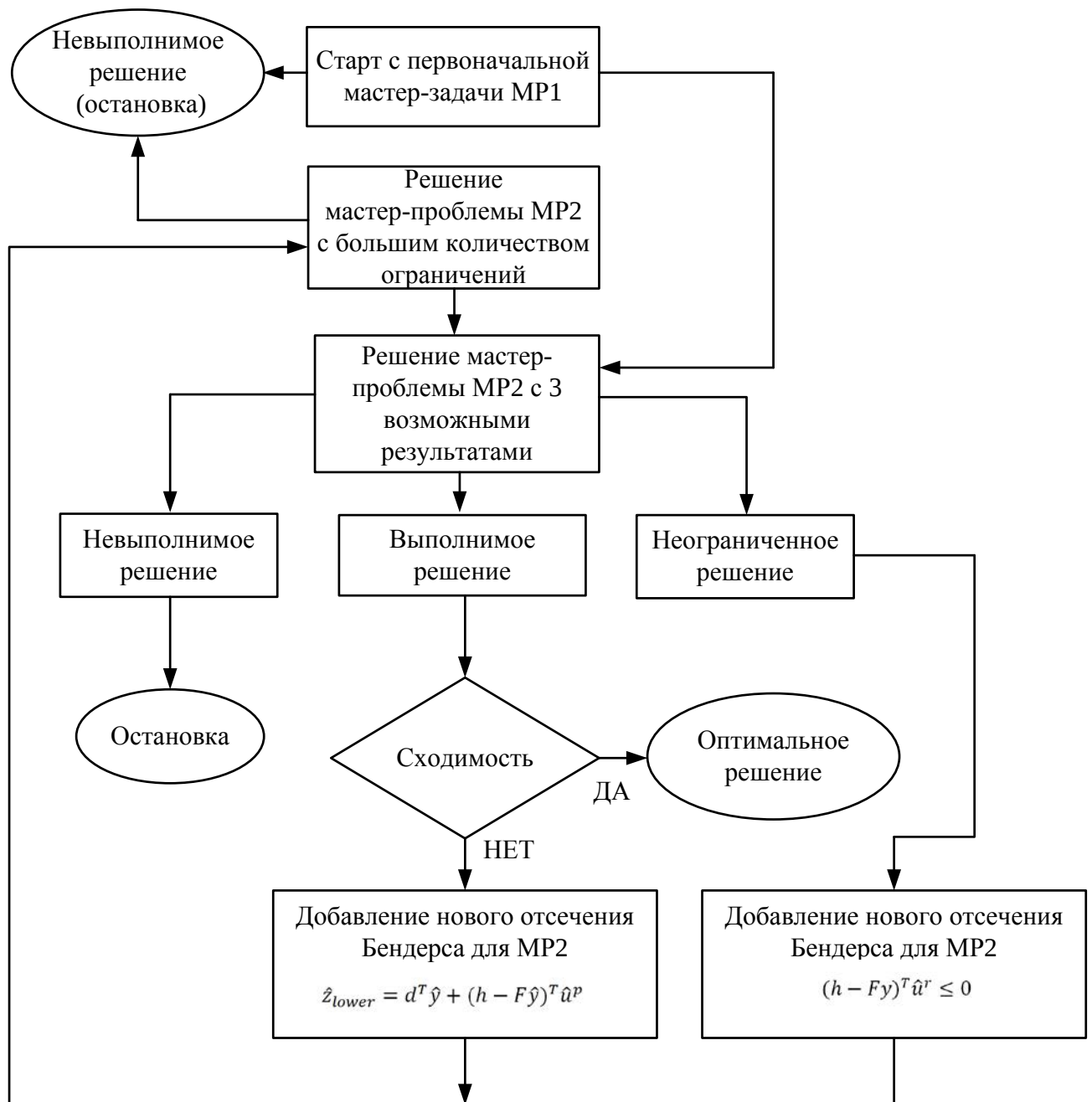


Рисунок 2.3 – Блок-схема подхода, применяемого в работе [271]

2.3.2. Оптимизация генерирующих мощностей как мастер-задача

Методика оптимизация генерирующих мощностей как мастер-задача основана на идеологии работ [271, 273].

Первоначальной является задача определения оптимальных капитальных вложений. Поэтому начальная мастер-задача (MP1) формулируется следующим образом

$$Z_G = \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{CG} [C_{I_{lg}} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] \quad (2.54)$$

с учетом ограничений (2.5) - (2.11).

Первоначальный план должен удовлетворять требованиям надежности (2.26) в течение периода функционирования b в год g , чтобы обеспечить надежное электроснабжение при минимизации затрат на эксплуатацию. Операция x подзадачи SP1 (проверка осуществимости) выполняема тогда и только тогда, когда оптимальное значение следующей подзадачи меньше E_{bt} [271].

$$v^x = \min DT_{bg} \sum_{h=1}^{ND} r_{h,bg} , \quad (2.55)$$

$$v^x < E_{bg} . \quad (2.56)$$

В этой подзадаче, в качестве ограничений задаются энергетический баланс, уравнения потоков энергии, а также ограничения потока от энергии генерации и энергии в линиях.

Пределы мощности для предполагаемых генераторов можно переписать в виде:

$$PG_{lbg} \leq PG_{l,\max} \cdot X_{lg} \quad \bar{\lambda}_{lbg}^n \quad (2.57)$$

$$-PG_{lbg} \leq -PG_{l,\min} \cdot X_{lg} \quad \underline{\lambda}_{lbg}^n \quad (2.58)$$

Если ограничение (2.26) не выполняется, то соответствующая невыполнимость отсечения дается формулой [271]:

$$v^x + \sum_{l=1}^{CG} \bar{\lambda}_{lb}^x PG_{l,\max}(X_{lg} - X_{lg}^x) - \underline{\lambda}_{lb}^x PG_{l,\min}(X_{lg} - X_{lg}^x) \leq \varepsilon_{bg} \quad (2.59)$$

Множитель λ_{lb}^n интерпретируется как предельное уменьшение неотпущенной энергии для увеличения выработки 1 МВт потенциальным генератором. Здесь $x = 1, 2, 3, \dots, N-1$ отсечения Бендерса от предыдущих итераций добавляются к мастер-задаче планирования генерирующих мощностей, чтобы получить n -ый пробный план инвестиций. Этот процесс будет повторяться до тех пор, пока результат не будет удовлетворять требованиям (2.26) надежности системы.

Если вышеуказанная подзадача выполнима, то оптимальная эксплуатационная подзадача в течение периода функционирования b в год g формулируется следующим образом [271]:

$$w_{bg}^x = \min DT_{bg} \cdot \sum_{i=1}^{EG} OC_{ibg} \cdot PG_{ibg} . \quad (2.60)$$

С учетом системных ограничений пределы мощности для кандидатов в генераторы можно переписать в виде:

$$PG_{lb} \leq PG_{l,\max} \cdot X_{lg} , \quad \bar{\pi}_{lb}^x \quad (2.61)$$

$$-PG_{lb} \leq -PG_{l,\min} \cdot X_{lg} . \quad \underline{\pi}_{lb}^x \quad (2.62)$$

Таким образом, осуществимость отсечения связана с x -ым пробным решением:

$$Z \geq \sum_{g=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] + \quad (2.63)$$

$$+ \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \{w_{bl}^x + [\bar{\pi}_{lb}^x PG_{l,\max}(X_{lg} - X_{lg}^x) - \underline{\pi}_{lb}^x PG_{l,\min}(X_{lg} - X_{lg}^x)]\}$$

Мастер-задача 2 (MP2) сводит к минимуму затраты с учетом ограничений планирования, таких как выполнимость и невыполнимость отсечений при выполнении операций подзадач.

$$Z \geq \sum_{g=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] \quad (2.64)$$

Если все операции подзадач возможны, то возможность отсечений формулируется как (2.63)

Если решение одной или более подзадач невозможны, то невозможность отсечений записывается следующим образом:

$$v^x + \sum_{l=1}^{CG} [\bar{\lambda}_{lb}^x PG_{l,\max}(X_{lg} - X_{lg}^x) - \underline{\lambda}_{lb}^x PG_{l,\min}(X_{lg} - X_{lg}^x)] \leq \varepsilon_{bg}, \quad (2.65)$$

где $\bar{\lambda}^x, \underline{\lambda}^x, \underline{\pi}^x, \underline{\pi}^x$ - векторы множителя на x -й итерации.

Аналогичным образом производится расчет для генераторов, предполагаемых к выводу из эксплуатации.

Важной особенностью разложения Бендерса является наличие верхних и нижних границ для оптимального решения на каждой итерации. Эти границы могут быть использованы в качестве эффективного критерия сходимости.

Критерий сходимости [271, 274]:

$$\frac{2(Y - Z)}{(Y + Z)} \leq \Delta, \quad (2.66)$$

где величина Y вычисляется по следующему соотношению

$$\begin{aligned} Y = & \sum_{g=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B DT_{bg} \cdot \sum_{i=1}^{EG} OC_{ibg} \cdot GP_{ibg} + \\ & + \sum_{g=1}^T \sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) = \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{CG} [CI_{lg} \cdot (X_{lg} - X_{l(g-1)})] + \\ & + \sum_{g=1}^T \sum_{k=1}^{UG} DG_{kg} (X_{k(g-1)} - X_{kg}) + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B w_{bg}^x \end{aligned} \quad (2.67)$$

2.3.3. Оптимизация распределительной электрической сети как мастер-задача

Методика оптимизация распределительной электрической сети как мастер-задача базируется на идеологии работ [271, 274].

Так же, как и в предыдущем случае, первоначальной является задача определения оптимальных капитальных вложений. Начальная мастер-задача (MP1) для сетевой инфраструктуры может быть сформулирована следующим образом

$$Z_L = \min \sum_{g=1}^T \sum_{j=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] \quad (2.68)$$

с учетом ограничений (2.12) - (2.15)

Аналогично процессу оптимизации генерирующих мощностей, первоначальный план для сетевой структуры должен удовлетворять требованиям надежности (2.26) в течение периода функционирования b в год t , чтобы обеспечить надежное электроснабжение при минимизации затрат на эксплуатацию. По аналогии с решением, представленным в предыдущем параграфе, x -я операция подзадача SP1 (проверка осуществимости) выполняема тогда и только тогда, когда оптимальное значение следующая подзадачи меньше ε_{bg} [271].

$$v^x = \min DT_{bg} \sum_{h=1}^{ND} r_{h,bg} , \quad (2.69)$$

$$v^x < \varepsilon_{bg} . \quad (2.70)$$

Целевая функция (2.71) необходима для уменьшения нарушений сети и минимизации недоотпуска электроэнергии путем корректировки работы генерирующих мощностей. В данной подзадаче, принимаются во внимание ограничения (2.15, 2.17 - 2.19, 2.24). Ограничения (2.18) и (2.24), соответствующие кандидатам в линии можно переписать в виде

$$f_{mn} - \gamma_{mn}(\theta_m - \theta_n) \leq M_j(1 - X_{jg}) \quad (j \in m, n), \quad \bar{\pi} \quad (2.71)$$

$$-(f_{mn} - \gamma_{mn}(\theta_m - \theta_n) \leq M_j(1 - X_{jg}) \quad (j \in m, n), \quad \underline{\pi} \quad (2.72)$$

$$f_{mn} \leq PL_{j,\max} \cdot X_{jg} \quad (j \in m, n), \quad \bar{\lambda} \quad (2.73)$$

$$-f_{mn} \leq PL_{j,\max} \cdot X_{jg} \quad (j \in m, n). \quad \underline{\lambda} \quad (2.74)$$

Если ограничение (2.26) не выполняется, то соответствующее невыполнимость отсечение дается формулой [271]:

$$\begin{aligned} v_g^x + \sum_{n=1}^{CL} (\bar{\lambda}_{nbg}^x + \underline{\lambda}_{nbg}^x) PL_{n,\max} (X_{ng} - X_{ng}^x) - \\ - (\underline{\pi}_{nbg}^x + \bar{\pi}_{nbg}^x) M_n (X_{ng} - X_{ng}^x) \leq \varepsilon_{bg} \end{aligned} \quad (2.75)$$

Здесь $x = 1, 2, 3, \dots, N-1$ отсечения Бендерса от предыдущих итераций добавляются к мастер-задаче планирования линий, чтобы получить x -ый пробный план инвестиций.

Этот процесс будет повторяться до тех пор, пока результат не будет удовлетворять требованиям (2.26) надежности системы.

Если вышеуказанная подзадача выполнима, то оптимальная эксплуатационная подзадача в течение периода функционирования b в год g формулируется следующим образом [271]:

$$w_{bg}^x = \min DT_{bg} \cdot \sum_{i=1}^{EG} OC_{ibg} \cdot P_{G,ibg} \quad (2.76)$$

В соответствии с ограничениями (2.15, 2.17 - 2.19, 2.24):

$$f_{mn} - \gamma_{mn}(\theta_m - \theta_n) \leq M_j(1 - X_{jg}) \quad (j \in m, n) \quad \bar{\beta} \quad (2.77)$$

$$-(f_{mn} - \gamma_{mn}(\theta_m - \theta_n) \leq M_j(1 - X_{jg}) \quad (j \in m, n) \quad \underline{\beta} \quad (2.78)$$

$$f_{mn} \leq PL_{j,\max} \cdot X_{jg} \quad (j \in m, n) \quad \bar{\alpha} \quad (2.79)$$

$$-f_{mn} \leq PL_{j,\max} \cdot X_{jg} \quad (j \in m, n) \quad \underline{\alpha} \quad (2.80)$$

Таким образом, осуществимость отсечения связана с x -ым пробным решением [271]:

$$\begin{aligned}
Z \geq & \sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] + \\
& + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B \left\{ w_{bg}^x + \sum_{n=1}^{CL} ((\bar{\alpha}_{nbg}^x + \underline{\alpha}_{nbg}^x) PL_{n,\max}(X_{ng} - X_{ng}^x) - \right. \\
& \left. - (\bar{\beta}_{nbg}^x + \underline{\beta}_{nbg}^x) M_n(X_{ng} - X_{ng}^x)) \right\}
\end{aligned} \tag{2.81}$$

Так пересмотренная передача проблемы планирования сетевой структуры МР1 сводит к минимуму затраты с учетом ограничений планирования, а также дает ответ об осуществимости и неосуществимости отсечений при решении подзадач.

$$\min Z, \tag{2.82}$$

$$Z \geq \sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CG} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] \tag{2.83}$$

Если все операции подзадач возможны, то возможность отсечений определяется выражением (2.81).

Однако, если одна и более операции подзадач невозможны, то имеет место невозможность отсечений [271]:

$$\begin{aligned}
v_g^x + \sum_{n=1}^{CL} [(\bar{\lambda}_{nbg}^x + \underline{\lambda}_{nbg}^x) PL_{n,\max}(X_{ng} - X_{ng}^x) - \\
- (\underline{\pi}_{nbg}^x + \underline{\pi}_{nbg}^x) M_n(X_{ng} - X_{ng}^x)] \leq \varepsilon_{bg}
\end{aligned} \tag{2.84}$$

где x – текущий номер итерации;

$\bar{\lambda}^x, \bar{\pi}^x, \underline{\lambda}_x, \underline{\pi}_x$ - векторы множителя на n -й итерации.

Как уже отмечалось ранее, особенностью разложения Бендерса является наличие верхних и нижних границ для оптимального решения на каждой итерации. Также как и в предыдущем случае, критерий сходимости выглядит следующим образом [271, 274]:

$$\frac{2(Y - Z)}{(Y + Z)} \leq \Delta, \tag{2.85}$$

где величина Y вычисляется по следующему соотношению

$$\begin{aligned}
 Y &= \sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B DT_{bg} \cdot \sum_{j=1}^{EL} NC_{jbg} \cdot PL_{jbg} = \\
 &= \sum_{g=1}^T \sum_{n=1}^{CL} [CN_{ng} \cdot (X_{ng} - X_{n(g-1)})] + \sum_{g=1}^T \sum_{b=1}^B w_{bg}^x
 \end{aligned} \tag{2.86}$$

2.4. Обоснование необходимости решения подзадач комплексной задачи в соответствии с идеологией метода декомпозиции Бендерса

Выше в данной главе было показано, что комплексная постановка полной проблемы обоснования развития активных изолированных СЭС может быть формализована с использованием основных положений идеологии декомпозиции Бендерса путем разделения комплексной проблемы на взаимосвязанные мастер-задачи (было обосновано разделение общей мастер-задачи на две взаимосвязанные мастер-задачи – оптимизация структуры генерации с учетом накопителей электрической энергии и оптимизация распределительной электрической сети) и совокупность подзадач, формализующих оптимальный выбор принципов и средств управления активной изолированной системой электроснабжения для обеспечения требований надежности электроснабжения потребителей, качества электрической энергии и эффективности функционирования СЭС с учетом возможностей управления электропотреблением. При этом в данной диссертационной работе используется лишь идеология декомпозиции Бендерса без полной математической формализации этого подхода к декомпозиции, что является достаточным для представления цельности методических принципов обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на базе иерархического подхода.

В последующих главах диссертационной работы подробно представлены решения мастер-задачи по выбору генерирующих мощностей и параметров

накопителей электрической энергии, а также решения основных подзадач иерархической методологии с использованием идей декомпозиции Бендерса.

На рисунке 2.4 представлена формализация предлагаемой автором методологии.



Рисунок 2.4 –Общая схема использования идеологии декомпозиции Бендерса

В качестве подзадач выбраны следующие проблемы:

- обеспечение необходимого уровня надежности активных изолированных систем электроснабжения;
- обеспечение необходимого качества электроэнергии в изолированных СЭС за счет различных принципов и средств управления;
- управления электропотреблением активных потребителей.

При дальнейшем изложении результатов, полученных в диссертации, учитывается то обстоятельство, что мастер-задача как комплексная проблема верхнего уровня находит свое отражение и частично решалась в работах

Д.Н.Карамова [78], M.Shahidehpour [271, 274], N.Hadziagiriou [275-277] и некоторых других исследователей.

2.5.Выводы по главе 2

В данной главе рассмотрен подход к обоснованию развития активных изолированных СЭС. Показана комплексность и высокая размерность данной задачи. Рассмотрены исходные методические положения, определяющие принципиальные особенности разработанной методологии. Обоснована необходимость декомпозиции общей задачи на подзадачи и использования иерархического подхода для ее решения. Показано, что целесообразно рассматривать общий подход идеологии декомпозиции на базе идей алгоритма Бендерса. В соответствии с идеологией декомпозиции Бендерса предложено рассматривать две взаимоувязанные мастер-задачи – оптимизация развития генерации и оптимизация развития распределительной электрической сети. В качестве подзадач рассматриваются задачи оценки и оптимизации надежности изолированной системы электроснабжения, качества электроэнергии, поставляемой потребителям, и управление электропотреблением. Рассмотрена математическая формализация общей задачи оптимизации развития активной изолированной СЭС. Оптимизация выполняется для определения мест размещения и объемов средств управления, обеспечивающих активность изолированной системы электроснабжения при выполнении требований надежности, качества и эффективности.

Одной из ключевых проблем является высокая размерность общей задачи оптимизации развития активной изолированной системы электроснабжения, что создает существенные трудности и при формализации проблемы, и при ее решении. Поэтому в связи со сложностью математического аппарата, используемого в методе декомпозиции Бендерса при решении подзадач обоснована необходимость использования последовательного приближения к оптимальным значениям, что как раз и предполагает данная методика. Также

невозможно учесть все факторы, влияющие на развитие изолированных систем электроснабжения, поэтому в процесс решения необходимо вмешиваться интерактивно.

3.ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ГЕНЕРИРУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данной главе представлена задача определения оптимальных параметров накопителей электрической энергии и генерирующих источников в активных изолированных системах электроснабжения, являющаяся одной из составляющих мастер-задачи в соответствии с декомпозицией Бендерса. Дается подробное обоснование роли накопителей электроэнергии при наличии в СЭС источников на возобновляемых энергоресурсах с нестационарным режимом работы. Приводятся основные положения используемой модели СЭС. Исследуется зависимость параметров накопителей от состава генерации. Рассматривается реализация задачи определения параметров накопителей электроэнергии методом целенаправленной имитации. Обсуждаются результаты многокритериального выбора мощности и энергоемкости накопителей электроэнергии с использованием экономических критериев.

Исследования, представленные в главе, выполнены автором совместно с авторским коллективом. Постановка задачи, разработка методики исследования и обработка результатов выполнены автором лично. Частично исследования проводились совместно с П.Ломбарди и Т.В.Сокольниковой при определяющем участии автора. З.Стычински и Н.И. Воропай приняли участие при обсуждении постановки проблемы и результатов исследований.

3.1.Обоснование необходимости определения параметров накопителей электрической энергии

Как уже отмечалось в предыдущих главах данной работы, в структуре изолированных систем электроснабжения предлагается активно использовать источники генерации на базе ВИЭ.

В этом случае необходимо разработать способы обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей в условиях нестационарности работы генераторов на базе ВИЭ. Решение данной проблемы можно реализовать несколькими способами:

- за счет применения накопителей электрической энергии, устанавливаемых в изолированную СЭС;
- за счет использования дополнительных традиционных источников генерации;
- за счет применения методики управления спросом, т.е. за счет деформирования графиков нагрузок;
- комбинацией вышеупомянутых способов.

Наиболее интересными и перспективными являются первый и третий способы, и, естественно, их комбинация.

В данной главе будет рассмотрен способ с применением накопителей электрической энергии. Обоснование необходимости использования именно этого способа дано в первой главе. Третий способ будет рассмотрен в седьмой главе данной работы.

При составлении оптимизационной модели во второй главе настоящей работы накопители рассматривались совместно с генерирующими источниками. Это справедливо с экономической точки зрения и было обосновано в предыдущей главе. Однако накопители электрической энергии характеризуются иными, чем генераторы техническими параметрами и характеристиками. Поэтому целесообразно уделить большее внимание данным элементам изолированных систем электроснабжения.

3.2. Основные положения модели

Определение оптимальных параметров накопителей электрической энергии для изолированных СЭС производится, прежде всего, из технических и

экономических соображений. Общая задача обычно решается как двухэтапная: исходя, прежде всего, из технических соображений, выбирается мощность и емкость накопителя, а затем, с учетом экономической оценки, выбирается его тип. Такая постановка задачи является комплексной, несмотря на некоторые упрощения. При выборе мощности и емкости накопителей все равно приходится учитывать экономическую составляющую, а при выборе типа – и техническую.

Основной целью является определение двух параметров: мощности и емкости накопителей электрической энергии. Выбор типа накопителей электрической энергии осуществляется после определения этих параметров, в соответствии с областью их применения, экономическими, географическими, техническими и другими параметрами.

Очевидно, что при функционировании изолированных СЭС с использованием генераторов, работающих на базе ВИЭ, постоянно возникают несбалансированные ситуации. Применение накопителей как раз и необходимо для снижения вероятности возникновения данных ситуаций. В настоящей работе при расчетах за положительные значения небалансов приняты ситуации, в которых генерация превышает спрос, а как отрицательные - когда спрос превышает генерацию.

Основные параметры накопителей электрической энергии можно рассчитать, используя следующие соотношения.

Мощность накопителей электрической энергии:

$$P_{\text{накоп}} = \max|\Delta P|, \quad (3.1)$$

где ΔP – разность между суммарной мощностью генерирующих источников в изолированной системе и мощностью потребителей для данного режима.

Емкость накопителей определяется по следующему выражению:

$$E_{\text{накоп}} = \frac{\max(\int [\Delta P] dt)}{\eta_{\text{накоп}}}, \quad (3.2)$$

где $\eta_{\text{накоп}}$ – КПД накопителей электрической энергии.

При исследовании была рассмотрена в качестве примера тестовая изолированная СЭС. Для расчетов использовалась программа, разработанная

автором совместно с Т.В.Сокольниковой, П.Ломбарди и Гэ Хуавей [278], а также программа, разработанная совместно с И.Н.Шушпановым [279]. Программы разработаны в среде MatLab.

3.3. Исследование зависимости параметров накопителей электрической энергии от состава генерации

При исследовании рассмотрена изолированная СЭС. В качестве управляемых генерирующих источников в ней используются дизель-генераторы, а качестве источников генерации на базе ВИЭ – ветроэнергетические установки и солнечные электростанции.

В данном исследовании применен метод целенаправленной имитации. В этом случае используется перебор различных вариантов, в частности с различной долей генерации от ВИЭ. Это позволяет дать ответ на вопрос, что будет происходить при различных параметрах в каждом отдельном случае. Данная методика позволяет найти оптимальный вариант решения.

При моделировании была использована информация о продолжительности работы ветроэнергетических установок и солнечных электростанций в течение года 1580 и 912 часов в год, соответственно [280, 281]. Нагрузка изолированной системы находится в диапазоне 8 МВт до 32 МВт (округленно).

Для исследования взаимосвязи между долей генерации на базе возобновляемых источников энергии в изолированной СЭС и требуемыми в таком случае параметрами накопителей электрической энергии были смоделированы 11 сценариев. Различие сценариев состоит в разной доле генерации от ВИЭ, которая изменялась от 0 до 100% (с шагом 10%).

При моделировании задавались графики скоростей ветра и солнечной инсоляции для характерных временных периодов. Для иллюстрации расчетов были использованы характерные выборки за прошлые периоды, полученные с использованием реальных метеорологических наблюдений [280].

В первом сценарии полагается, что требуемая энергия полностью вырабатывается при помощи дизельных генераторов, в то время как в последнем сценарии электроэнергия полностью вырабатывается ВИЭ (ветроэнергетическими установками и солнечными электростанциями).

Во всех сценариях учитывалось наличие накопителей электрической энергии, установленная мощность которых определяется как разница между суммарной установленной мощностью, генерируемой при использовании возобновляемых источников энергии, и минимальной мощностью нагрузки:

$$P_{\text{накоп}} = (P_{\text{вг}} + P_{\text{фэ}}) - \min(P_{\text{нагр}}), \quad (3.3)$$

где $P_{\text{вг}}$ – мощность, генерируемая ветроэнергетическими установками;

$P_{\text{фэ}}$ – мощность, генерируемая солнечными электростанциями;

$P_{\text{нагр}}$ – мощность нагрузки.

В рассматриваемой модели принято, что суммарная мощность, вырабатываемая генераторами на базе ВИЭ, должна быть заведомо больше именно величины минимальной мощности нагрузки. Данное обстоятельство позволяет накапливать избыточную энергию (сверх той, которая пошла на покрытие текущей нагрузки), выработанную на базе ВИЭ, так как одним из допущений при моделировании является то, что электроэнергия, сгенерированная на базе ВИЭ, имеет приоритет при заполнении графика нагрузки. Традиционные генераторы на ископаемом топливе (в данном случае дизельные) используются лишь тогда, когда суммарная мощность источников возобновляемой энергии и накопителей недостаточна для покрытия текущей нагрузки.

При определении стоимости электрической энергии (с учетом эксплуатационных затрат, включая топливную составляющую), вырабатываемой дизельными генераторами, использовалась следующая квадратичная функция [282]:

$$C(P) = a \cdot P^2 + b \cdot P + c, \quad (3.4)$$

В таблице 3.1 приведены характеристики генераторов, работающих на дизельном топливе. Максимальные мощности генераторов выбраны с таким

условием, что они покрывают максимальную (пиковую) нагрузку изолированной системы, минимальная мощность определяется техническими возможностями генераторов. В данном случае максимальная мощность каждого генератора составляет 6 МВт, а минимальная 2 МВт.

Для исследования был использован алгоритм целочисленного линейного программирования, поэтому расходная характеристика стоимости (3.4) была заменена кусочно-линейной.

Таблица 3.1 – Параметры дизельных генераторов

Генератор	Коэффициенты квадратичной функции стоимости для выражения (3.4)		
	а, руб./МВт ч	б, руб./ МВт ч	с, руб./ ч
1	0,7	2100	7630
2	1,61	2940	6790
3	1,82	2240	7630
4	1,68	6790	7000

Целевая функция стоимости для дизельных генераторов представлена следующим выражением:

$$OF_1 = \min \sum_{i=1}^4 C_i(X_i, P_i(t)) , \quad (3.5)$$

где C_i – стоимость производства электроэнергии;

X_i – бинарная переменная;

$P_i(t)$ – мощность i -того дизельного генератора.

Ограничения для данной целевой функции представлены в выражении (3.6):

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^F P_i(t) = P_{\text{нагр}}(t) - P_{\text{вг}}(t) - P_{\text{фэ}}(t) \pm P_{\text{нак}}(t) \\ X_i \cdot P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq X_i \cdot P_i^{\max} \end{cases} \quad (3.6)$$

где $P_{\text{нагр}}(t)$ – мощность нагрузки в изолированной системе;

$P_{\text{вг}}(t)$ – мощность, генерируемая ветроэнергетическими установками;

$P_{\text{фэ}}(t)$ – мощность, генерируемая солнечными электростанциями;

$P_{\text{нак}}(t)$ – мощность накопителей электрической энергии.

При расчетах величина $P_{\text{накоп}}$ при зарядке и разрядке накопителей рассматривается как нагрузка или генерация, соответственно. Таким образом, данная величина при расчетах принимается положительной в случае, когда накопитель заряжается, и отрицательной в случае, когда происходит его разрядка.

Основным отличием рассматриваемой процедуры является то, что при определении оптимальных параметров накопителей электрической энергии состав генераторов считается заданным. Расчет производится для одного года.

Общая сумма ежегодных расходов энергосистемы складывается из следующих составляющих:

$$C_{\text{год}} = C_{\text{г}} + C_{\text{ао}} + C_{\text{ндо}} + C_{\text{пот}} \quad (3.7)$$

где $C_{\text{г}}$ – стоимость топлива;

$C_{\text{ао}}$ – амортизационные отчисления на систему накопителей энергии;

$C_{\text{ндо}}$ – стоимость недоотпущенной потребителям электроэнергии вследствие недостаточности емкости накопителя;

$C_{\text{пот}}$ – затраты на выработку электроэнергии от ВИЭ, неинтегрированной накопителем в изолированной СЭС в течение одного года.

Т.е. возможны ситуации, когда при полной зарядке накопителей, дальнейшая интеграция ими мощности от ВИЭ невозможна (такая мощность названа неинтегрируемой в СЭС). В этом случае необходимо уменьшить выработку энергии от ВИЭ, а в перспективе увеличить мощность накопителей.

В связи с вышесказанным оптимизируемая функция будет выглядеть следующим образом:

$$OF_2 = \min(C_{\text{год}}) \quad (3.8)$$

Расчет проводился для одиннадцати сценариев.

Удельная стоимость накопителей электроэнергии полагалась равной 150 тыс.руб / кВт·ч. Расчет производился, исходя из срока службы накопителя 10 лет и коэффициента дисконтирования 10%. Расходы в связи с недоотпуском

электроэнергии были оценены с учетом отключенной нагрузки. Для промышленных и коммерческих предприятий она колеблется от 600 тыс.руб до 2400 тыс.руб за МВт. Потери от недопроизводства электрической энергии от ВИЭ может быть оценена как 12 тыс.руб за МВт·ч [283].

Был произведен анализ совокупных годовых затрат для каждого из одиннадцати сценариев. Очевидно, что рост суммарного количества энергии, генерируемой с использованием возобновляемых источников энергии, требует увеличения емкости накопителей (рисунок 3.1).

Инвестиционные затраты на установку накопителей электроэнергии становятся рентабельными только в том случае, если энергия, вырабатываемая ВИЭ, составляет более чем 30% от величины годового потребления электроэнергии [283]. Данное обстоятельство в основном обусловлено величиной недоотпуска электроэнергии потребителям.

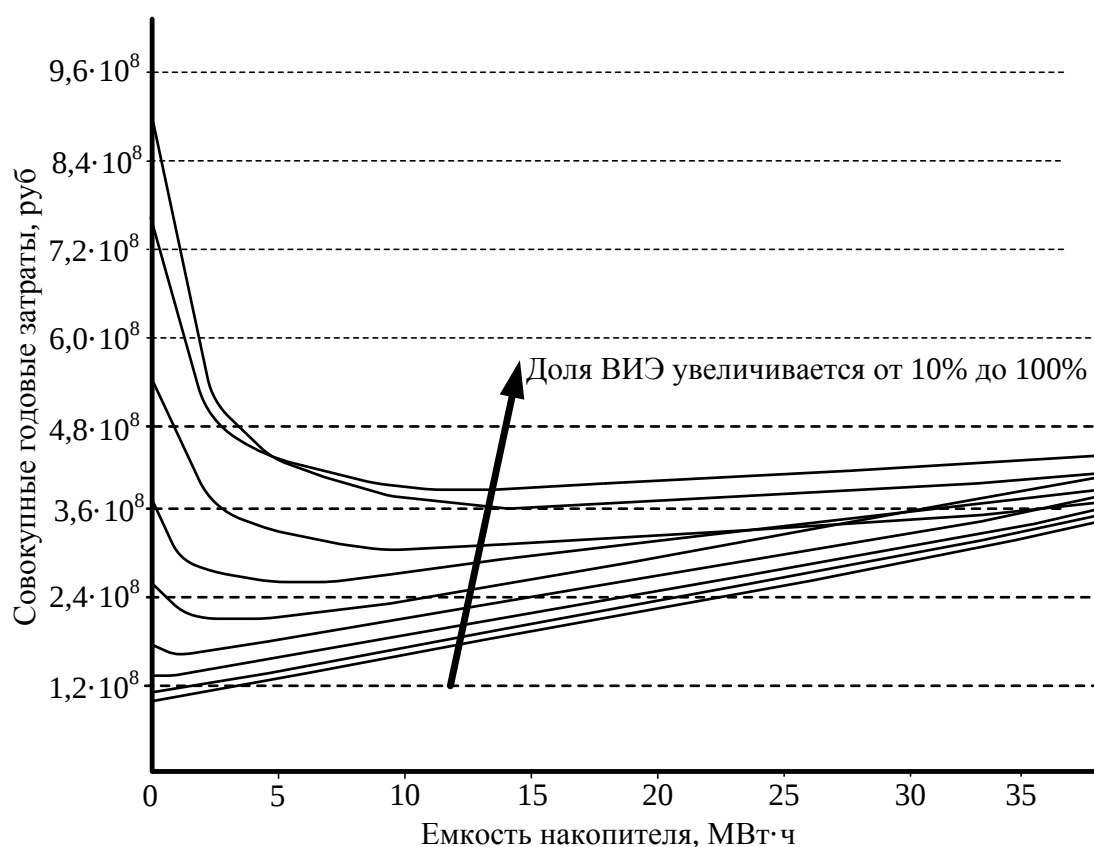


Рисунок 3.1 — Зависимость совокупных годовых расходов от доли ВИЭ и емкости накопителя электроэнергии

На рисунке 3.2. приведены зависимости параметров накопителей от доли генерации от ВИЭ.

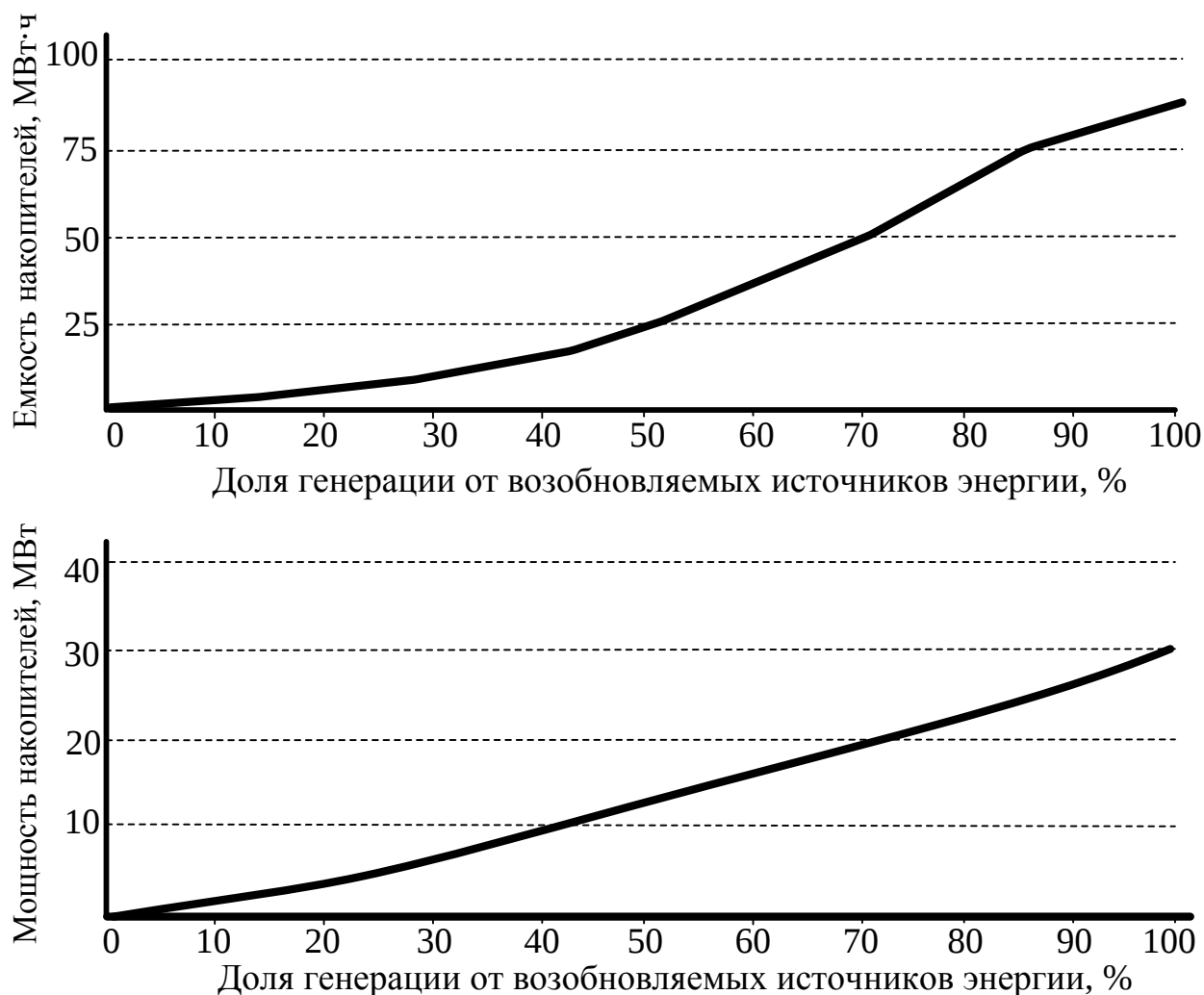


Рисунок 3.2 – Зависимость параметров накопителей электроэнергии для разных долей генерации от ВИЭ

Был проведен анализ влияния состава генерации с помощью ВИЭ на емкость накопителей. Были исследованы три случая:

- доля ветрогенерации составляла 0 %, солнечной генерации - 100%;
- доля ветрогенерации - 100 %, солнечной генерации - 0%;
- доля ветрогенерации - 50 %, солнечной генерации - 50%

Например, если энергосистема полностью обеспечивается энергией с использованием энергии от солнечных электростанций, то требуются накопители емкостью 80 МВт·ч. Использование в изолированных системах только

ветроэнергетических установок снижает величину оптимальной емкости накопителя почти до 25 МВт·ч, как показано на рисунке 3.3. Данное обстоятельство обусловлено большей продолжительностью работы ветроэнергетических установок в сутки (год).

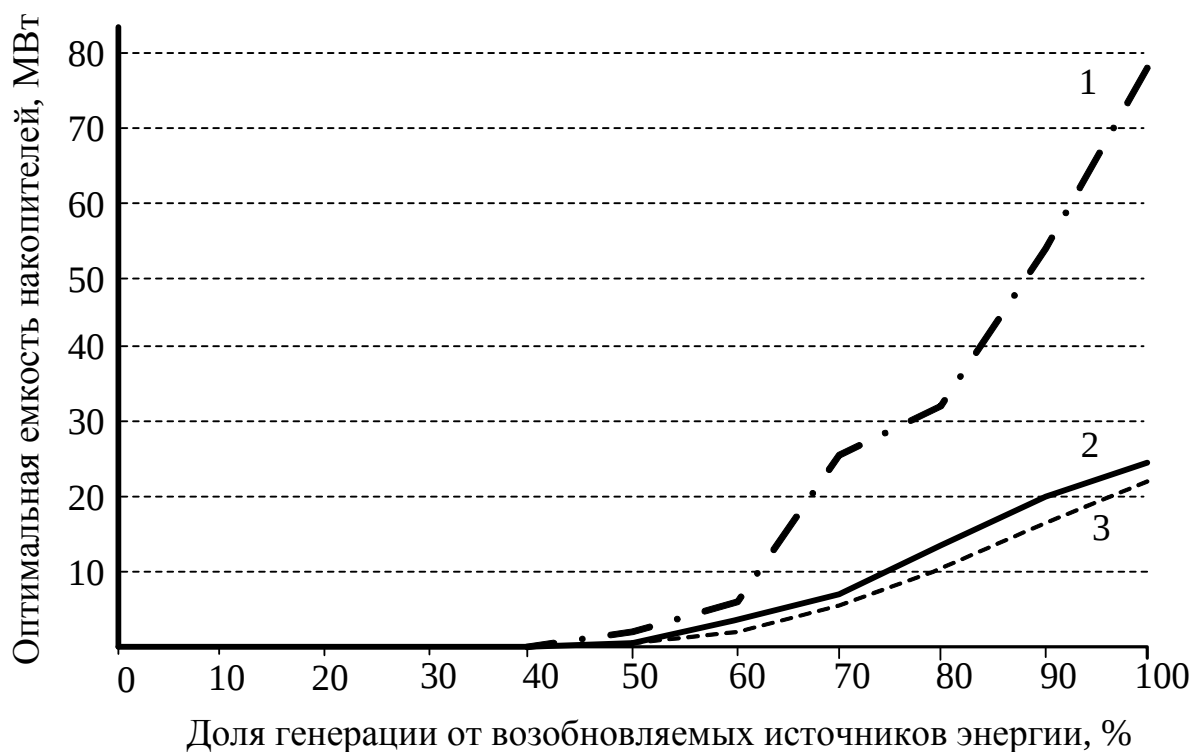


Рисунок 3.3 – Анализ влияния доли возобновляемой генерации на оптимальную емкость накопителей: 1 – доля в выработке электроэнергии ветроэнергетическими установками 0 %, солнечными электростанциями 100%; 2 – доля в выработке электроэнергии ветроэнергетическими установками 100%, солнечными электростанциями 0%; 3 – доля в выработке электроэнергии ветроэнергетическими установками 50%, солнечными электростанциями 50%

3.4. Определение параметров накопителей для изолированных систем электроснабжения

Для определения параметров накопителей, необходимых для функционирования изолированных систем, вновь рассмотрим систему,

состоящую из четырех дизельных генераторов, ветроэнергетических установок и солнечных электростанций. При моделировании использовались данные графика нагрузки в рамках единого примера для ГОКа с сопутствующими потребителями.

Целевая функция для данного случая представлена следующим выражением:

$$OF_1 = \min \sum_{i=1}^F C_i(P_i(t)) \quad , \quad (3.9)$$

где C_i – затраты на выработку мощности дизельными генераторами;

F – количество дизельных генераторов (в рассматриваемом случае – четыре);

$P_i(t)$ – мощность i -того дизельного генератора.

Ограничения для данной целевой функции (3.9) представлены следующими выражениями:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^F P_i(t) = P_{\text{нагр}}(t) - P_{\text{вр}}(t) - P_{\text{фэ}}(t) \pm P_{\text{нак}}(t) \\ P_i^{\min}(t) \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}(t) \\ P_i(t + \Delta t) \leq UR_i \\ P_i(t + \Delta t) \geq DR_i \\ E_{st}^{\min} \leq E_{st}(t + \Delta t) \leq E_{st}^{\max} \end{array} \right. \quad (3.10)$$

где t – время;

Δt – шаг по времени (в данном случае 1 час);

UR_i – скорость увеличения мощности дизельного генератора;

DR_i – скорость уменьшения мощности дизельного генератора;

$E_{st}^{\min}$ и $E_{st}^{\max}$ – минимальная и максимальная величина емкостей накопителей электрической энергии.

В реальных условиях наброс и сброс мощности генератора происходит не мгновенно, поэтому в расчетах учтены скорость набора и уменьшения мощности дизельных генераторов.

Параметры функции стоимости электрической энергии для дизель-генераторов использовались из таблицы 3.2.

В таблице 3.2 приведены технические параметры генераторов, используемых в данной изолированной системе.

Данные расчеты позволяют произвести оценки работы системы, а также позволили определить оптимальные параметры накопителей электрической энергии, необходимые для интеграции всей мощности, вырабатываемой с помощью ВИЭ. Для этого остаточная нагрузка (мощность), покрываемая традиционными дизель-генераторами и накопителем оценивалась как:

$$P_i(t) = P_{\text{нагр}}(t) - P_{\text{вг}}(t) - P_{\text{фэ}}(t) \quad (3.11)$$

Таблица 3.2 – Технические параметры генераторов и диапазон выработанной энергии

Генератор	Мощность, МВт		Скорость увеличения мощности, МВт/час	Скорость уменьшения мощности, МВт/час
	P_{max}	P_{min}		
Дизельный генератор №1	6	2	4	5
Дизельный генератор №2	6	2	3	5
Дизельный генератор №3	6	2	7	8
Дизельный генератор №4	6	2	4	4
Ветроэнергетические установки	15	0	-	-
Солнечные электростанции	6	0	-	-

При оценке остаточной нагрузки предполагается, что дизельные электростанции не могут быть отключены (таблица 3.2). В результате, в данном сценарии (без системы накопления энергии) остаточная нагрузка анализируемой изолированной системы электроснабжения может быть как положительной, так и отрицательной. Положительные и отрицательные значения означают, соответственно, что в изолированной СЭС присутствует избыток (максимальное значение около 3 МВт) или дефицит (максимальное значение 4 МВт). Излишек в

основном связан с выработкой электрической энергии ветроэнергетическими установками и солнечными электростанциями.

Основываясь на анализе остаточной нагрузки, мощность накопителя электрической энергии может быть оценена в соответствии с выражением:

$$P_{\text{накоп}} = \begin{cases} \min P_i(t) \\ \max P_i(t) \end{cases}, \quad (3.12)$$

Для оценки мощности накопителей электрической энергии можно использовать два разных подхода. Накопитель может быть спроектирован так, чтобы максимизировать интеграцию мощности, вырабатываемой с использованием возобновляемых источников энергии, или минимизировать количество недоотпущенной электрической энергии потребителям. В первом случае следует рассмотреть максимальное значение остаточной нагрузки (3.12), а во втором случае следует учитывать его минимальное значение (3.12).

Был проведен анализ зависимости величины неинтегрированной накопителями энергии, вырабатываемой с помощью ВИЭ, от емкости накопителей электрической энергии. Анализ проводился методом последовательных итераций (целенаправленной иммитации), путем пошагового увеличения емкости накопителя и расчета величины неинтегрированной энергии [281]. При применении этого монокритериального подхода для предложенной изолированной системы электроснабжения оптимальным решением следует считать систему накопителей общей емкостью 40 МВт·ч (рисунок 3.4). При таких параметрах вся энергия, вырабатываемая при помощи ВИЭ, может быть интегрирована (использована).

Данные результаты являются оптимальными с технической точки зрения. Но с экономической точки зрения они могут не быть наилучшим вариантом ввиду существенной стоимости систем накопителей электрической энергии. Поэтому с целью уменьшения инвестиционных расходов оптимизационная модель проанализирована с экономической точки зрения.

Для определения оптимальной емкости накопителя были использованы равновесовые критерии:

- 1) стоимость топлива C_T ,
- 2) амортизационные отчисления на систему накопителей энергии C_{ao} ,
- 3) затраты на выработку электроэнергии от ВИЭ, неинтегрированной в изолированную СЭС в течение одного года $C_{пот}$,
- 4) стоимость электроэнергии, недоотпущей потребителям в течение одного года (ущерб) $C_{ндо}$.

Таким образом, целевая функция стоимости будет иметь следующий вид:

$$OF_2 = \min(C_T + C_{ao} + C_{ндо} + C_{пот}) \quad (3.13)$$

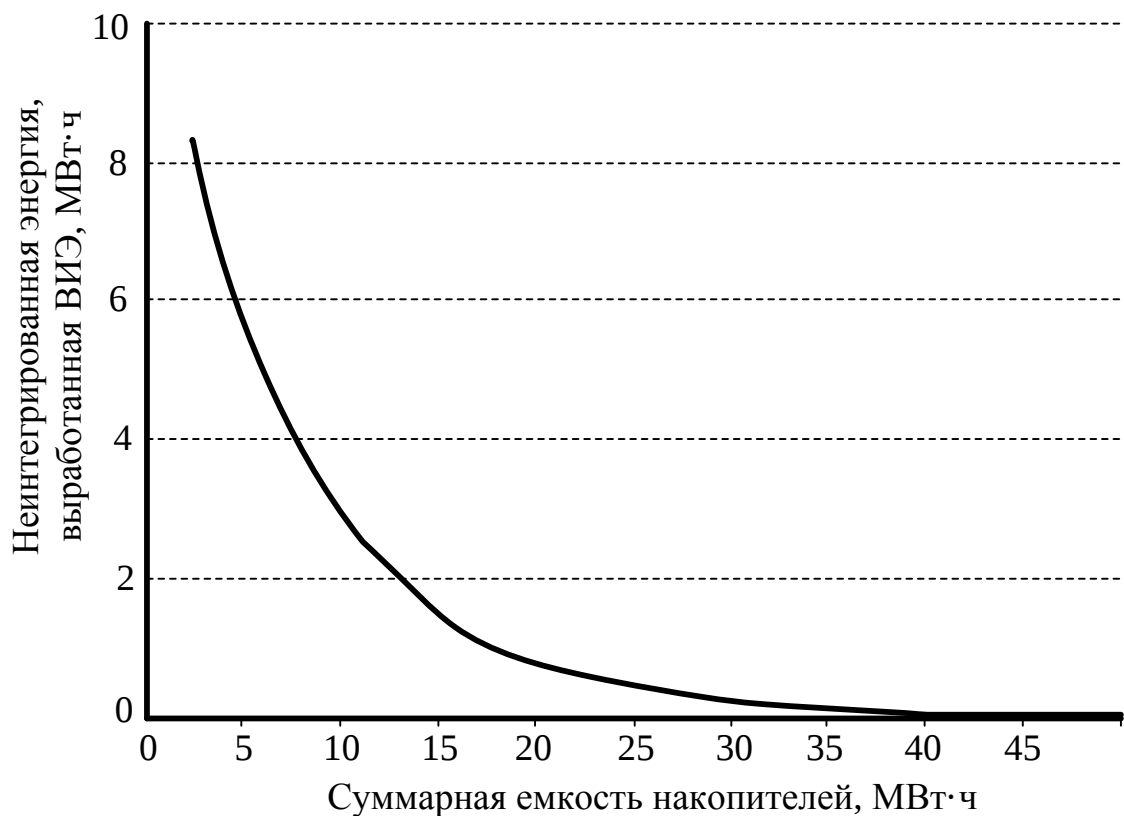


Рисунок 3.4 – Зависимость величины неинтегрированной энергии, выработанной при использовании ВИЭ, от суммарной емкости накопителей электрической энергии

Общие годовые затраты рассчитывались путем суммирования отдельных составляющих с шагом 1 час. Расчет производился, исходя из инвестиционных затрат 60000 руб. [283-285] за 1 кВт установленной мощности. Коэффициент

дисконтирования задается равным 10%, а срок службы накопителей полагается в течение 10 лет.

Чтобы найти значение для третьего критерия (стоимость электроэнергии от ВИЭ), была рассмотрена стоимость генерации от ветроэнергетических установок и солнечных электростанций. Эти затраты в основном зависят от инвестиционных затрат, однако основным фактором, влияющим на них, является ежегодная выработка электроэнергии. Рассмотренные ветроэнергетические установки имеют время использования максимальной нагрузки около 1600 часов в год, в то время как для солнечных электростанций время использования составляет около 900 часов в год.

При таких параметрах генерации и при инвестиционной стоимости 60000 руб/кВт и 120000 руб/кВт для ветроэнергетических установок и солнечных электростанций, затраты на производство могут быть оценены как 6000 руб / МВт·ч и 12000 руб. / МВт·ч соответственно [283-285].

Что касается четвертого критерия, определяемого стоимостью недоотпуска электрической энергии, то его значение напрямую связано с типом потребителя. Для промышленных потребителей стоимость недоотпуска составляет от 600000 руб / МВт·ч до 2400000 руб / МВт·ч [283-285]. Для российских условий данная величина принята равной 600000 руб / МВт·ч. В этом случае, как показано на рисунке 3.8, оптимальная емкость накопителей электрической энергии составляет 32 МВт·ч.

На рисунке 3.5 представлен анализ влияния емкости накопителей на общегодовые затраты при различных значениях стоимости недоотпущенной энергии.

Помимо этой стоимости, актуальными являются величина инвестиций и величина амортизационных отчислений. Однако, вследствие достаточно больших величин таких стоимостных показателей, использование накопителей энергии с высокой энергоемкостью не всегда может быть оправдано.

Поэтому требуется анализ необходимости и достаточности параметров накопителей электрической энергии для каждого конкретного случая их применения в изолированных СЭС.

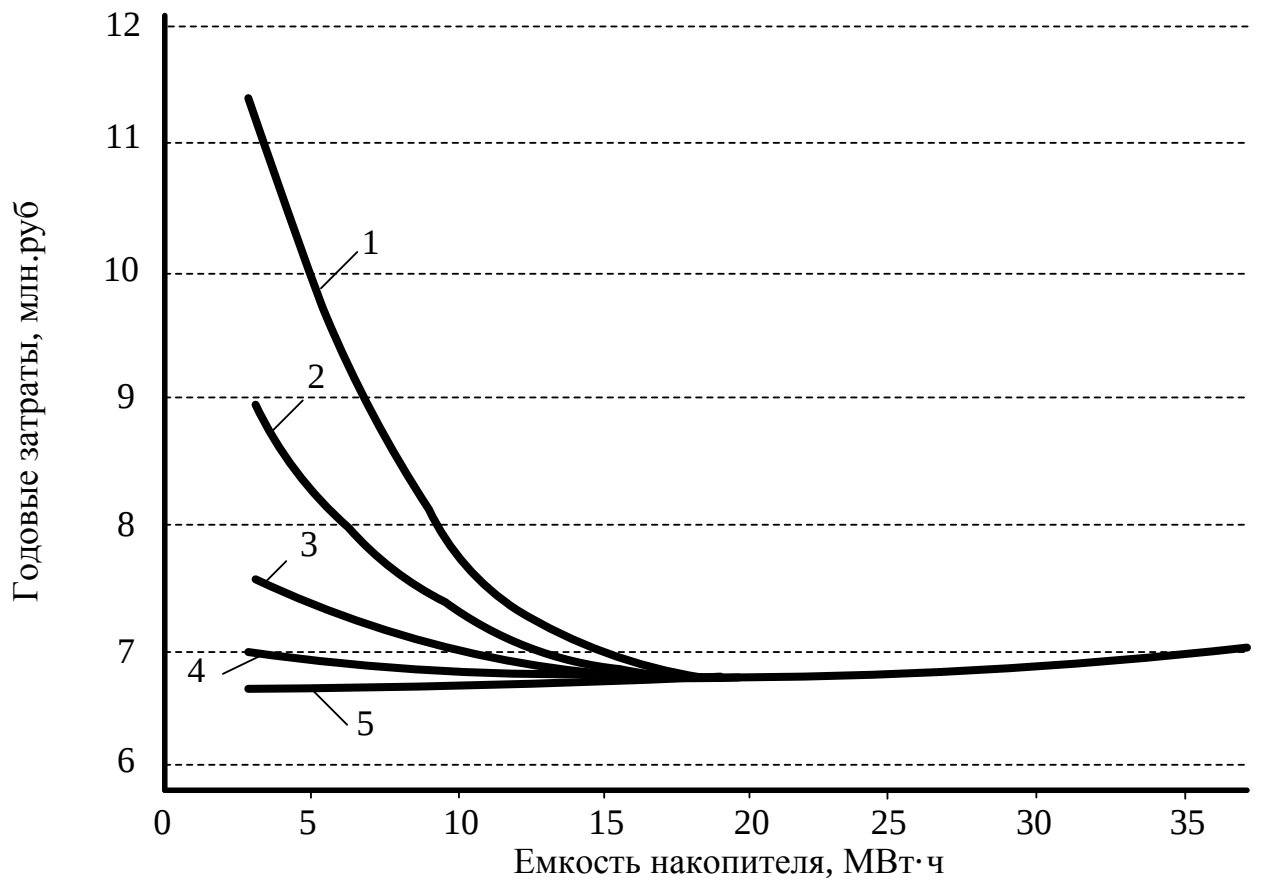


Рисунок 3.5 – Зависимость годовых затрат от величины емкости накопителей при различных значениях стоимости недоотпущенной электроэнергии потребителям.

1 – 600 тыс.руб/МВт·ч; 2 – 300 тыс.руб/МВт·ч; 3 – 120 тыс.руб/МВт·ч; 4 – 60 тыс.руб/МВт·ч; 5 – 30 тыс.руб/МВт·ч;

3.5. Многокритериальный выбор мощности и емкости накопителей с использованием экономических критериев

Ниже представлены основные параметры сценария, используемого при нахождении оптимальных параметров накопителей, предложенного в [286]:

1. Подбирается состав генерирующих источников:

- Традиционные генераторы покрывают лишь часть потребности в электрической энергии.
- Мощности ветроэнергетических установок и солнечных электростанций должны быть подобраны так, чтобы их суммарная величина была существенно больше минимальной нагрузки.

2. Используя целочисленное линейное программирование, найден оптимальный график работы генераторов в течении одной недели и определены оптимальные параметры накопителей энергии.

3. Параметры накопителей изменяются итеративно:

- Мощность накопителей изменялась от 1 до 7 МВт с шагом в 1 МВт,
- Продолжительность работы накопителей изменялась от 4 до 6,5 час с шагом 0,5 час.

4. На каждом шаге вычисляется недоотпуск электроэнергии в изолированной энергосистеме и энергия, которая могла бы быть выработана с помощью ВИЭ, но не была выработана ввиду того, что накопители в тот момент времени были полностью заряжены. Целью оптимизации является минимизация обеих этих величин.

Расчет проводился для продолжительности работы накопителей 4; 4,5; 5; 5,5; 6 и 6,5 часов (всего 7 значений). Таким образом, общее число шагов составило 42. Параметры для каждого шага расчета представлены в таблице 3.3.

Для демонстрации результатов расчетов вычисленные данные для всех 42 шагов сведены в один рисунок 3.6, где представлены графически результаты расчетов по следующему сценарию:

- максимальная нагрузка (округленно) – 32 МВт,
- ветроэнергетические установки – 15 МВт,
- солнечные электростанции – 6 МВт,
- дизельные генераторы – 4 по 6 МВт

Была найдена связь между мощностью генерации, вырабатываемой установками на основе ВИЭ, и оптимальной емкостью накопителей электрической энергии.

При расчетах продолжительность работы накопителей увеличивалась от 4 до 6,5 часов. Повышение продолжительности работы способствовало уменьшению величины неинтегрированной накопителями электроэнергии от источников генерации на базе ВИЭ (линия 1 на рисунке 3.6) и также уменьшению недоотпуска энергии (линия 2 на рисунке 3.6).

Таблица 3.3 – Исходные данные для каждого шага расчета

Шаг расчета	Продолжительность работы накопителей, час	Мощность накопителей, МВт	Шаг расчета	Продолжительность работы накопителей, час	Мощность накопителей, МВт
1	4	1	22	5,5	1
2	4	2	23	5,5	2
3	4	3	24	5,5	3
4	4	4	25	5,5	4
5	4	5	26	5,5	5
6	4	6	27	5,5	6
7	4	7	28	5,5	7
8	4,5	1	29	6	1
9	4,5	2	30	6	2
10	4,5	3	31	6	3
11	4,5	4	32	6	4
12	4,5	5	33	6	5
13	4,5	6	34	6	6
14	4,5	7	35	6	7
15	5	1	36	6,5	1
16	5	2	37	6,5	2
17	5	3	38	6,5	3
18	5	4	39	6,5	4
19	5	5	40	6,5	5
20	5	6	41	6,5	6
21	5	7	42	6,5	7

Результаты показывают, что полная интеграция возобновляемых источников энергии достигается при использовании накопителей электрической

энергии с суммарной мощностью 7 МВт и продолжительностью работы 5,5 часов. Тем не менее, при таких параметрах накопителей недоотпуск электроэнергии еще существует.

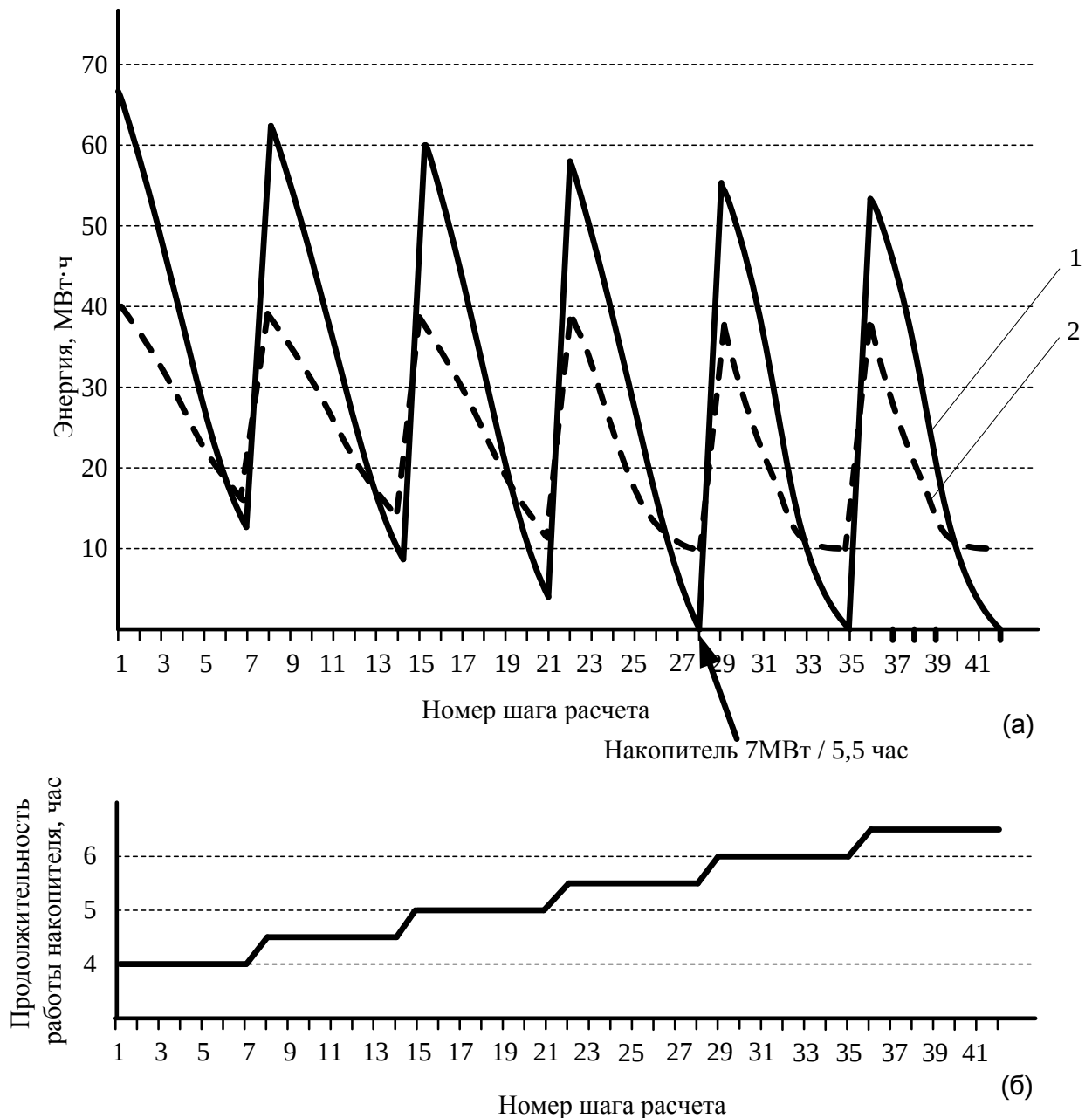


Рисунок 3.6 – Энергия (а) и продолжительность работы накопителей (б).

1 – неинтегрированная накопителями электроэнергия от ВИЭ, 2 – недоотпуск электроэнергии.

Для минимизации величины недоотпуска электроэнергии возможна реализация различных сценариев. В частности: изменение (в сторону увеличения) параметров накопителей электроэнергии, увеличение доли традиционной генерации, а также увеличение доли генерации на базе ВИЭ. Очевидно, что необходим итерационный процесс для нахождения компромисса. В данном случае принят упрощенный вариант и для этих целей предлагается найти новую мощность генераторов на базе ВИЭ, что также повлечет за собой изменение параметров накопителей. Этот процесс представлен графически на рисунке 3.7. Итеративно изменяем мощность генераторов на базе возобновляемых источников энергии. При достижении их мощности в 26 МВт, нагрузка в изолированной энергосистеме полностью покрывается (рисунок 3.7), т.е. система становится бездефицитной. С использованием программы расчета [278] для данных условий были определены оптимальные параметры накопителей электрической энергии, в частности: мощность 8 МВт и продолжительность работы 13 час. Т.е. технические параметры накопителей существенно увеличиваются, соответственно стоимость накопителей возрастает.

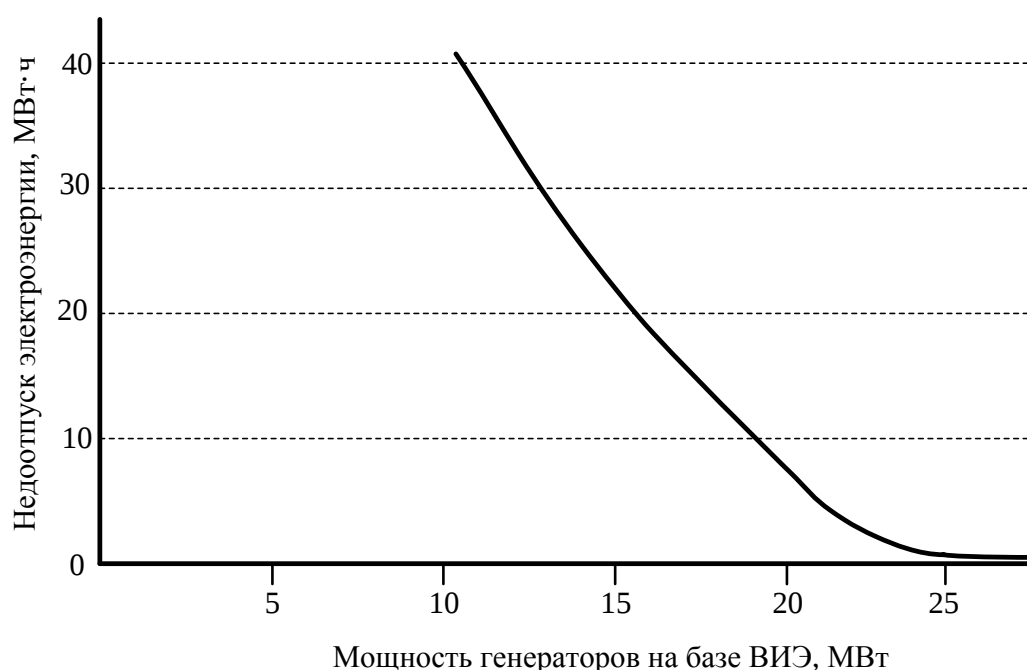


Рисунок 3.7 – Зависимость недоотпуска электроэнергии от мощности генераторов на базе ВИЭ

Следует отметить, в данном исследовании сделано допущение о том, что при расчетах не учитываются потери, которые, очевидно, имеются в реальной системе.

При расчетах в дальнейшем принимаем систему накопителей с полной интеграцией мощности, выработанной ВИЭ и с расчетным возможным недоотпуском электроэнергии.

Из примера видно, что полная автономность (с полной интеграцией выработанной энергии с помощью ВИЭ и отсутствием недоотпуска электроэнергии) является дорогостоящей, потому что требуются достаточно большие накопители, которые используются лишь частично.

3.6. Выводы по главе 3

В главе изложена методика определения оптимальных параметров накопителей электроэнергии как одного из важных средств обеспечения активности изолированных систем электроснабжения совместно с выбором генерирующих агрегатов. В условиях нестационарности работы генераторов на базе ВИЭ необходимо разработать способы обеспечения надежного электроснабжения потребителей изолированных СЭС. В связи с этим предложено использовать накопители электрической энергии. Для обеспечения надежного функционирования изолированных СЭС необходимо подобрать оптимальные параметры накопителей, как с технической, так и с экономической точек зрения.

Разработана математическая модель определения оптимальных параметров накопителей электрической энергии для изолированной энергосистемы с использованием смешанного целочисленного программирования с оптимизацией с учетом экономических показателей. Рассмотрены основные положения используемой модели.

Исследованы зависимости параметров накопителей электрической энергии от состава генерации изолированной СЭС.

Решена задача определения необходимых параметров накопителей электрической энергии с точки зрения требований функционирования изолированной СЭС. Эта задача рассматриваемая как целочисленная, решается методом целенаправленной имитации.

Окончательный выбор мощности и емкости накопителей электрической энергии производится на многокритериальной основе.

Использование методики, предложенной в данной работе, обеспечит повышение эффективности работы изолированных систем с распределенной генерацией от ВИЭ, даст возможность комплексно оптимально управлять режимами любой изолированной системы электроснабжения.

4. ВЫБОР ВАРИАНТОВ СТРУКТУРЫ АКТИВНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ИЗОЛИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Глава посвящена выбору вариантов рациональной структуры активной распределительной электрической сети изолированной системы электроснабжения, что составляет суть второй мастер-задачи в соответствии с идеологией метода декомпозиции Бендерса. Рассматривается алгоритм формирования рационального варианта исходной схемы электрической сети, реализуемый комбинаторным методом. Формирование сопоставляемых вариантов схемы на базе рационального варианта (базовая схема) осуществляется экспертно по критерию минимума затрат на сооружение электрической сети. Далее решается задача реконструкции базовой схемы электрической распределительной сети с целью придания ей свойства активности путем введения дополнительных нормально разомкнутых линий с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами (ими могут быть реклоузеры). При этом используется понятие операционных зон, которые представляют собой совокупность элементов схемы, объединенных по функциональному признаку, определяемому логикой работы дистанционно управляемых коммутационных аппаратов. Это необходимо с целью обеспечения надежности электроснабжения максимально возможного числа потребителей посредством реконфигурации схемы сети при минимальном количестве дополнительных линий и дистанционно управляемых коммутационных аппаратов для случаев отказов конкретных элементов сети. Выбор наиболее предпочтительного варианта реконструированной схемы электрической сети из множества сопоставляемых выполнен при решении подзадачи анализа и обеспечения надежности СЭС, которая представлена в пятой главе. Общая логика решения задачи представлена на рисунке 4.1.

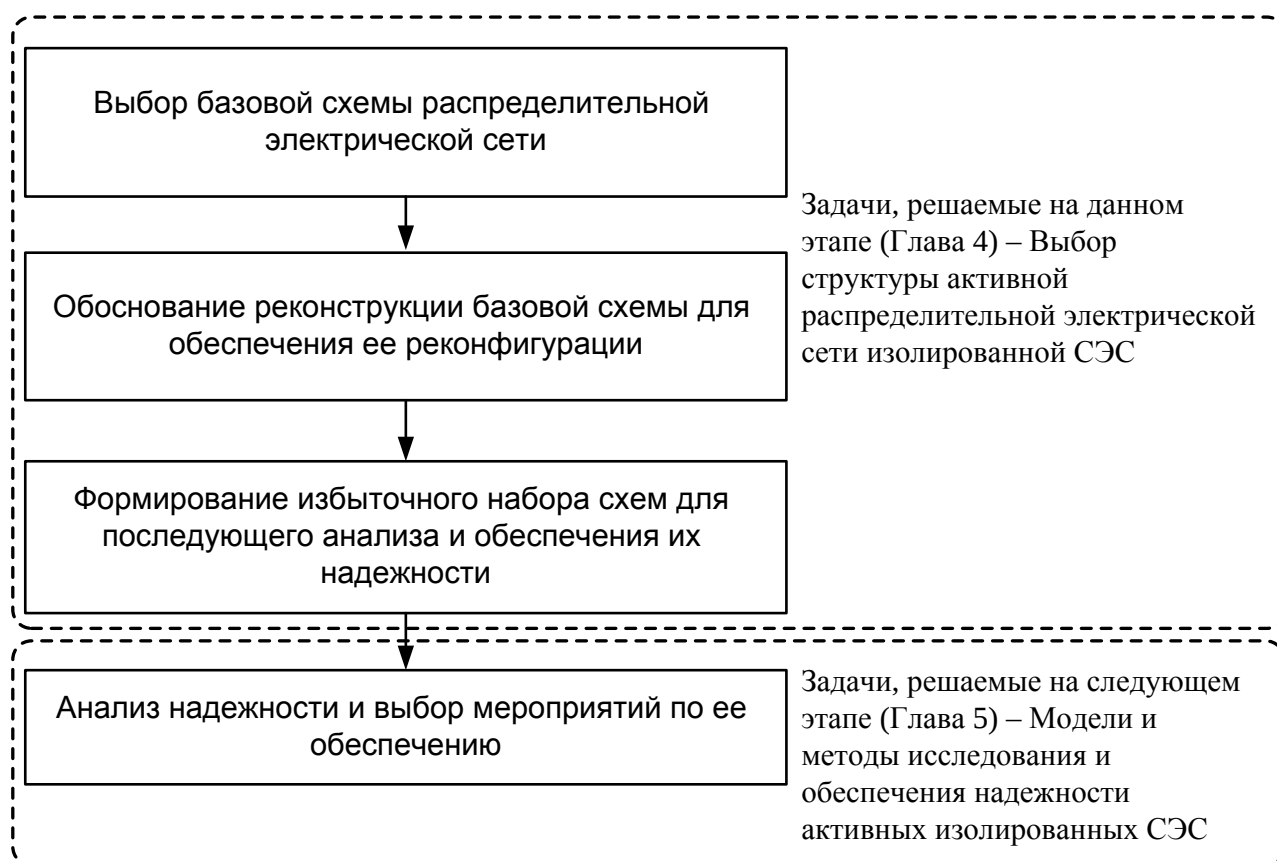


Рисунок 4.1 – Последовательность шагов по формированию активной распределительной сети

Материалы, представленные в данной главе, получены автором совместно с авторским коллективом. Принципы оптимизации сетевой структуры применительно к активной изолированной СЭС разработаны автором лично. Принципы реконфигурации распределительной сети разработаны совместно с И.Н.Шушпановым. З.Стычински и Н.И.Воропай приняли участие при обсуждении постановки проблемы и результатов исследований.

4.1 Выбор вариантов схем распределительной электрической сети с учетом их реконструкции по критерию минимума затрат на ее сооружение

Формирование схемы изолированной СЭС определяется взаиморасположением элементов системы электроснабжения, их взаимосвязью,

а также их соединением в форме определенной структуры. Поэтому необходимо рассмотреть задачу выбора оптимальной схемы активной распределительной электрической сети СЭС.

Как правило, известно, где расположены (или будут строиться) основные источники энергии, места расположения потребителей (и, соответственно, нагрузок), а также расстояния.

При планировании выбор рациональной схемы сети является достаточно сложной комбинаторной задачей. Целью такой задачи является поиск оптимального решения, при котором система передачи и распределения электрической энергии полностью удовлетворяли бы нуждам потребителей [75, 76]. В данном случае при решении задачи оптимизации распределительной электрической сети целесообразно использование комбинаторного метода по критерию минимума затрат. Несмотря на то, что для этого требуется достаточно большое время, тем не менее, такой перебор является наиболее универсальным методом решения.

Методы, используемые для комбинаторной оптимизации условно подразделяются на приближенные и точные. В частности, к точным методам относятся: метод полного перебора, метод неявного перебора, метод ветвей и границ, метод динамического программирования и др. [287-289]. В данной работе использован метод полного перебора.

На первом этапе необходимо определить первоначальную конфигурацию СЭС. Она определяется, прежде всего, технологией производства и географическим положением потребителей (нагрузок), что в общем случае однозначно определяет топологические свойства сети. На рисунке 4.2. представлена базовая схема распределительной сети изолированной СЭС, которая была выбрана комбинаторным алгоритмом по критерию минимума затрат на ее сооружение. Для рассматриваемой в рамках единого примера изолированной СЭС характерно достаточно плотное размещение потребителей и наличие коротких линий между узлами рассматриваемой распределительной электрической сети.

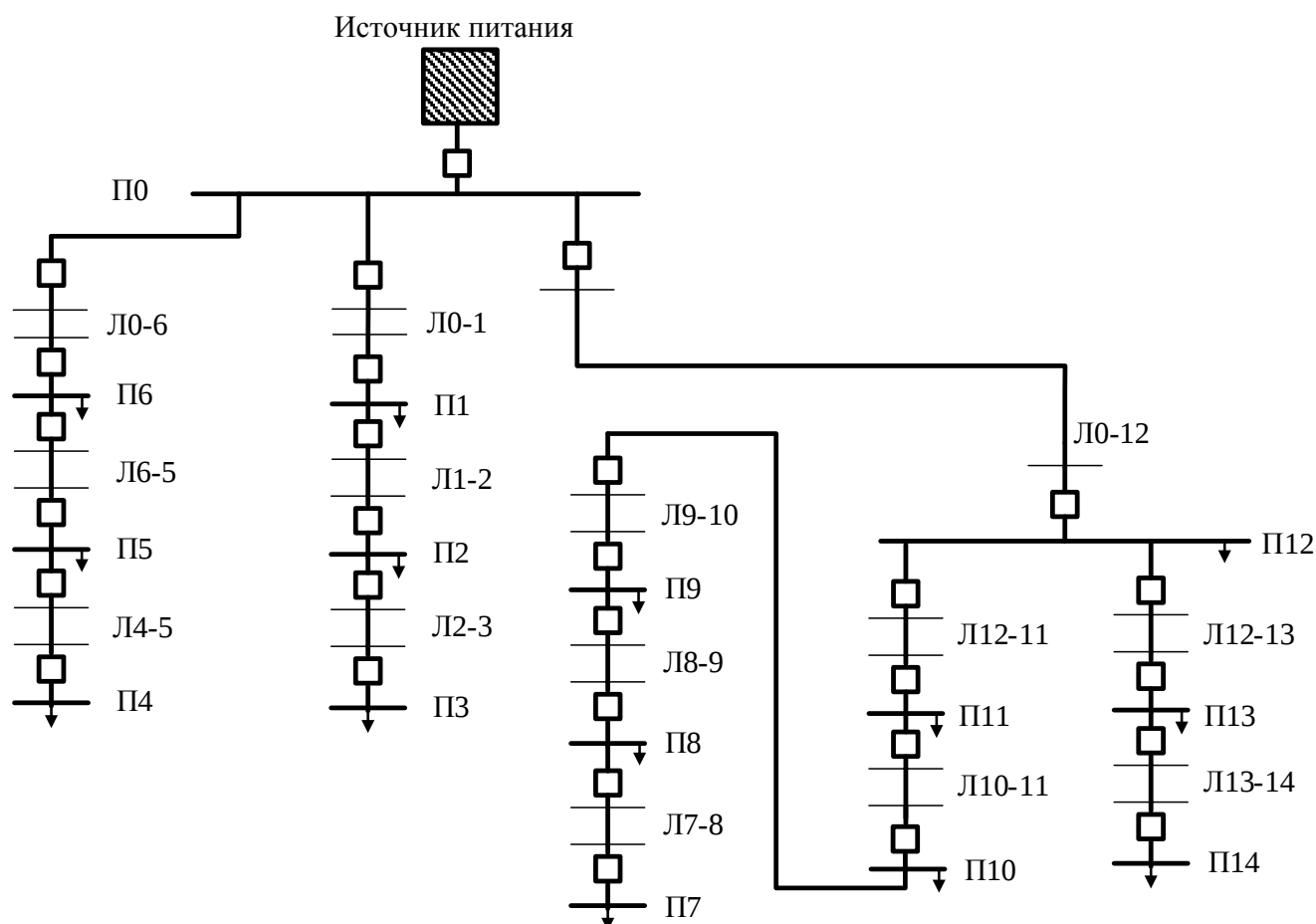


Рисунок 4.2 – Базовая схема распределительной электрической сети

Далее необходимо определить количество и места размещения дополнительных соединительных линий с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами для придания распределительной электрической сети свойства активности.

С целью обеспечения возможностей реконфигурации сформированной электрической сети для придания ей свойства активности используется понятие операционных зон. Они представляют собой совокупность элементов схемы, объединенных по топологическому признаку. Зонирование позволяет производить восстановление работы сети при аварийных ситуациях путем исключения поврежденных участков схемы. Таким образом, реализуются возможности обеспечения надежности электроснабжения максимального числа потребителей посредством реконфигурации схемы сети при минимальном

количестве дополнительных линий и управляемых коммутационных аппаратов при отказах конкретных элементов сети. Следует отметить, что линии с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами в нормальном режиме находятся в отключенном состоянии, поэтому сеть в нормальном состоянии функционирует как радиальная. Эти линии играют роль автоматического включения резерва в случае аварийной ситуации при радиальной схеме, т.е. при отсутствии возможности получения питания от основного источника. Задача выбора операционных зон может быть решена с помощью комбинаторного метода, но в данном случае используется экспертный метод. В качестве примера используется один из вариантов реконструированной распределительной электрической сети (рисунок 4.3).

В этом случае операционные зоны выбираются по топологическому признаку, исходя из минимума количества соединительных линий и соответственно минимума затрат. На рисунке 4.3 обозначены элементы, отказы которых учитываются при проведении расчетов. Таковыми элементами в рассматриваемой изолированной СЭС являются линии и шины.

В случае выхода из строя элемента внутри операционной зоны производится реконфигурация распределительной сети посредством отключения поврежденного элемента и включения резервной линии, которая в нормальном режиме находится в отключенном состоянии.

Рассмотрим возможные автоматические операции в операционных зонах, которые позволяют придавать активность рассматриваемой изолированной СЭС.

Операционная зона 1. При выходе из строя (отказе) линии Л0-1 в данной операционной зоне должно произойти подключение резервной линии Л3-4. Таким образом, для этой зоны меняется направление питания узлов нагрузки и происходит реконфигурация структуры электрической сети. Но при такой реконфигурации активной распределительной сети операционная зона 1 будет находиться в значительной удаленности от источника питания (рис.4.3).

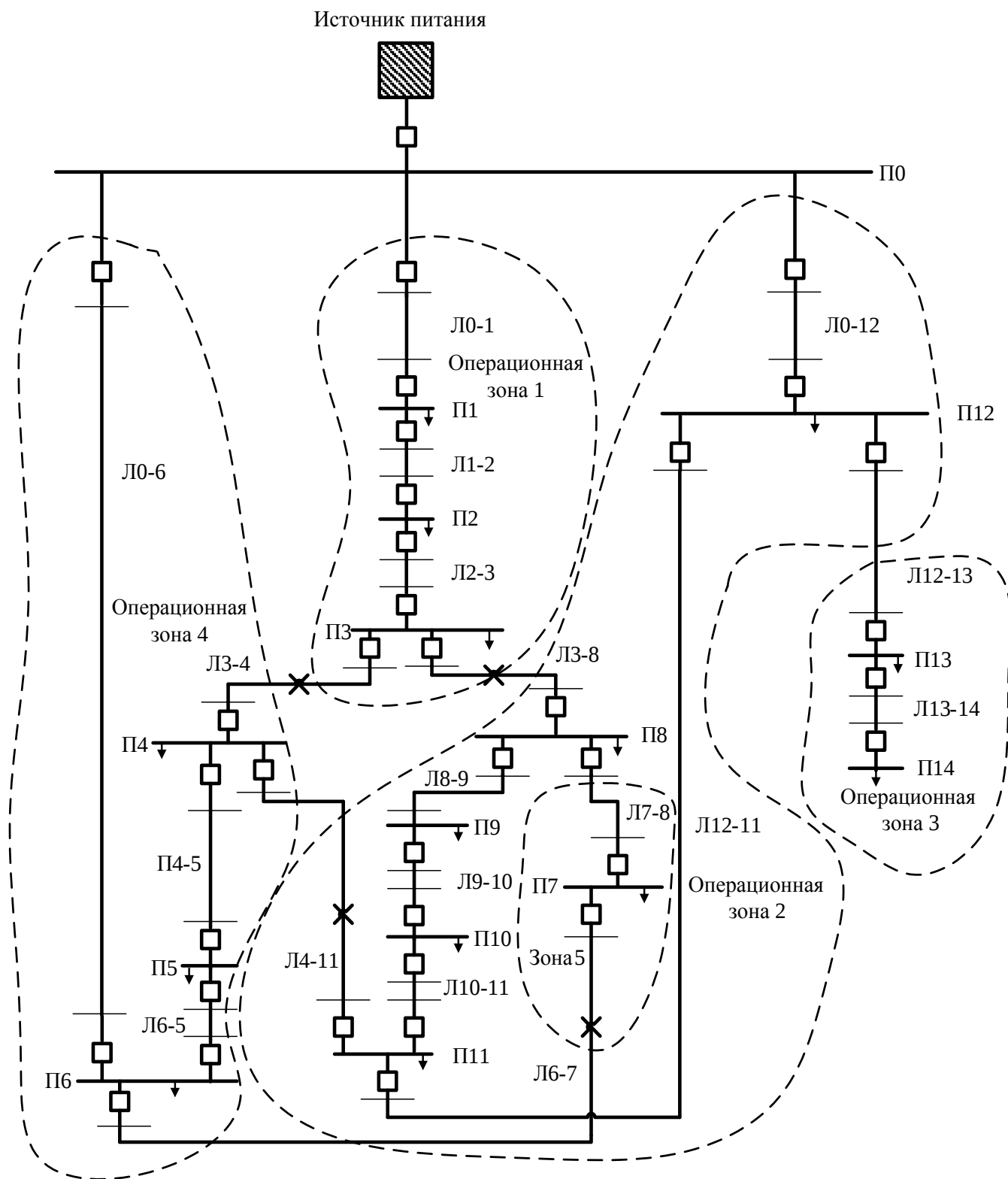


Рисунок 4.3 – Реконструированная распределительная электрическая сеть: × – линии с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами (нормально отключенные линии)

В этом случае происходит снижение величины напряжения на шинах подстанции П1 до недопустимого уровня [60, 149]. За счет действия защиты минимального напряжения отключается часть нагрузки, которая подключена к этим шинам. Но тем не менее, сохраняется электроснабжение потребителей, которые имеют подключение к шинам подстанций П1, П2 и П3.

Возможен иной сценарий. В случае короткого замыкания на линии Л1-2, она отключается защитой. Происходит автоматический ввод резервной линии Л3-4, что обеспечивает электроснабжение потребителей, которые подключены к шинам подстанций П2 и П3. Аналогично, в случае короткого замыкания на линии Л2-3 и ее отключении защитой, происходит автоматическое включение резервной линии Л3-4, что позволяет обеспечить электроснабжение подключенных к подстанции П3 потребителей. В случае короткого замыкания на шинах подстанции П3 включение резервной линии Л3-4 не произойдет, но в то же время, электроснабжение потребителей, подключенных к шинам П1 и П2, может быть обеспечено за счет источника питания при отключении линии Л2-3.

В *операционной зоне 2* реконфигурация системы будет происходить аналогично. В случае отказа элементов, которые расположены в этой зоне, автоматически включается резервная линия Л3-8. В этом случае сохраняется электроснабжение потребителей, подключенных к шинам данной зоны, в зависимости от того, какой элемент вышел из строя. При аварии на шинах подстанции П8 линия Л3-8 не вводится в работу, электроснабжение других потребителей может осуществляться от источника питания при отключении линии Л8-9.

В случае отказа элемента, находящегося в *операционной зоне 3*, реконфигурация распределительной сети не производится. Это обусловлено тем, что зона имеет структуру, провести реконфигурацию которой невозможно.

В *операционной зоне 4* при выходе из строя линии ЛЮ-6 реконфигурация производится по аналогичному сценарию, как и для операционных зон 1 и 2. В

этом случае при такой аварийной ситуации автоматически вводится в действие резервная линия Л4-11.

В *операционной зоне 5* реконфигурация происходит аналогично предыдущим путем автоматического включения резервной линии Л6-7.

По итогам рассмотрения функционирования операционных зон необходимо отметить, что скоординированные операции дистанционно управляемых коммутационных аппаратов по включению и отключению линий обеспечивают активность распределительной электрической сети. Данные скоординированные операции осуществляются за счет функциональных возможностей дистанционно управляемых коммутационных аппаратов [290].

4.2. Формирование избыточного набора схем для последующего более обоснованного выбора рациональной схемы с учетом требований надежности

На следующем этапе экспертно формируются несколько близких по минимуму затрат вариантов распределительной электрической сети. Это осуществляется для последующего их детального анализа с точки зрения надежности и выбора мероприятий по обеспечению надежности. В данном случае могут быть незначительные отклонения от результатов расчетов по критерию минимума затрат на сооружение распределительной электрической сети (или на ее развитие) (формула 2.2).

Набор схем формируется с целью не пропустить рационального варианта схемы при последующем анализе надежности.

В таблице 4.1 представлены максимальные нагрузки для каждой подстанции (рассматривается период зимнего максимума).

Выбор при расчетах информации о величинах нагрузок в период зимнего максимума обуславливается тем обстоятельством, что именно этот период является наиболее тяжелым для работы СЭС и при его прохождении вероятность аварийных отключений наибольшая.

При дальнейших расчетах были приняты следующие исходные данные: напряжение $U = 10$ кВ, суммарная активная нагрузка ГОКа с сопутствующими потребителями $P = 31,98$ МВт, $\cos \varphi = 0,86$, частота $f = 50$ Гц.

Задачей является обеспечение электроэнергией потребителей в необходимом объеме и требуемого качества с учетом их категорий. А также разработка мер повышения надежности в изолированной СЭС.

Таблица 4.1. – Максимальные нагрузки на подстанциях

Номер подстанции	Активная мощность P , МВт
П1	5,11
П2	2,27
П3	1,61
П4	0,54
П5	1,18
П6	1,47
П7	3,39
П8	3,24
П9	2,48
П10	6,52
П11	1,12
П12	2,27
П13	0,49
П14	0,29
Итого	31,98

При выборе сопоставляемых вариантов реконструированной схемы активной распределительной сети может быть использован метод полного перебора. В данной работе эта задача решена с помощью экспертного анализа. Рассмотрены различные варианты схем, в которых используется различное количество перемычек, и соответственно, затраты на сооружение таких распределительных сетей будут различными.

В результате было выявлено четыре основных варианта схем распределительной сети, которые имеют минимальное количество дополнительных соединительных линий. Выбор этих вариантов схем осуществлен исходя из критерия минимума капитальных затрат.

На рисунках 4.4 - 4.7 представлены эти четыре варианта схем активной распределительной сети изолированной СЭС, которые и рассматриваются в качестве тестового примера.

Вариант 1. (рисунок 4.4) В данном варианте при нормальном режиме работы распределительной электрической сети резервные линии ЛЗ-4, ЛЗ-8, Л6-7, Л4-11 находятся в отключенном состоянии. Подключение этих линий происходит только в случае выхода из строя какого-либо элемента схемы, расположенного в одной из операционных зон рассматриваемой распределительной электрической сети. Таким образом, имеется возможность провести реконфигурацию распределительной электрической сети таким образом, чтобы пункты отбора мощности (подстанции), обеспечивающие электроснабжение потребителей, оставались в рабочем состоянии.

Вариант 2 (рисунок 4.5). Для данного варианта линии ЛЗ-4, ЛЗ-8, Л6-7, Л4-11 в нормальном режиме отключены и включаются при отказах элементов. Тем самым происходит реконфигурация сети таким образом, чтобы неповрежденные пункты отбора мощности оставались в работоспособном состоянии.

Вариант 3 (рисунок 4.6) отличается от первого варианта тем, что в нормальном режиме работы электроснабжение пунктов отбора мощности реализовано по иной схеме. Также в данном варианте реконструированной электрической распределительной сети существенно видоизменена схема электроснабжения. Питание пункта отбора мощности П6 осуществляется в нормальном режиме посредством линии Л0-6. В этом варианте схемы активной распределительной электрической сети в нормальном режиме отключены линии Л4-5, ЛЗ-8, Л6-7, Л4-11. Данные линии включаются только в случае выхода из строя какого-либо из элементов распределительной электрической сети, т.е. так же как и в предыдущих случаях позволяют переконфигурировать рассматриваемую сеть таким образом, чтобы оставшиеся пункты отбора мощности оставались в работе.

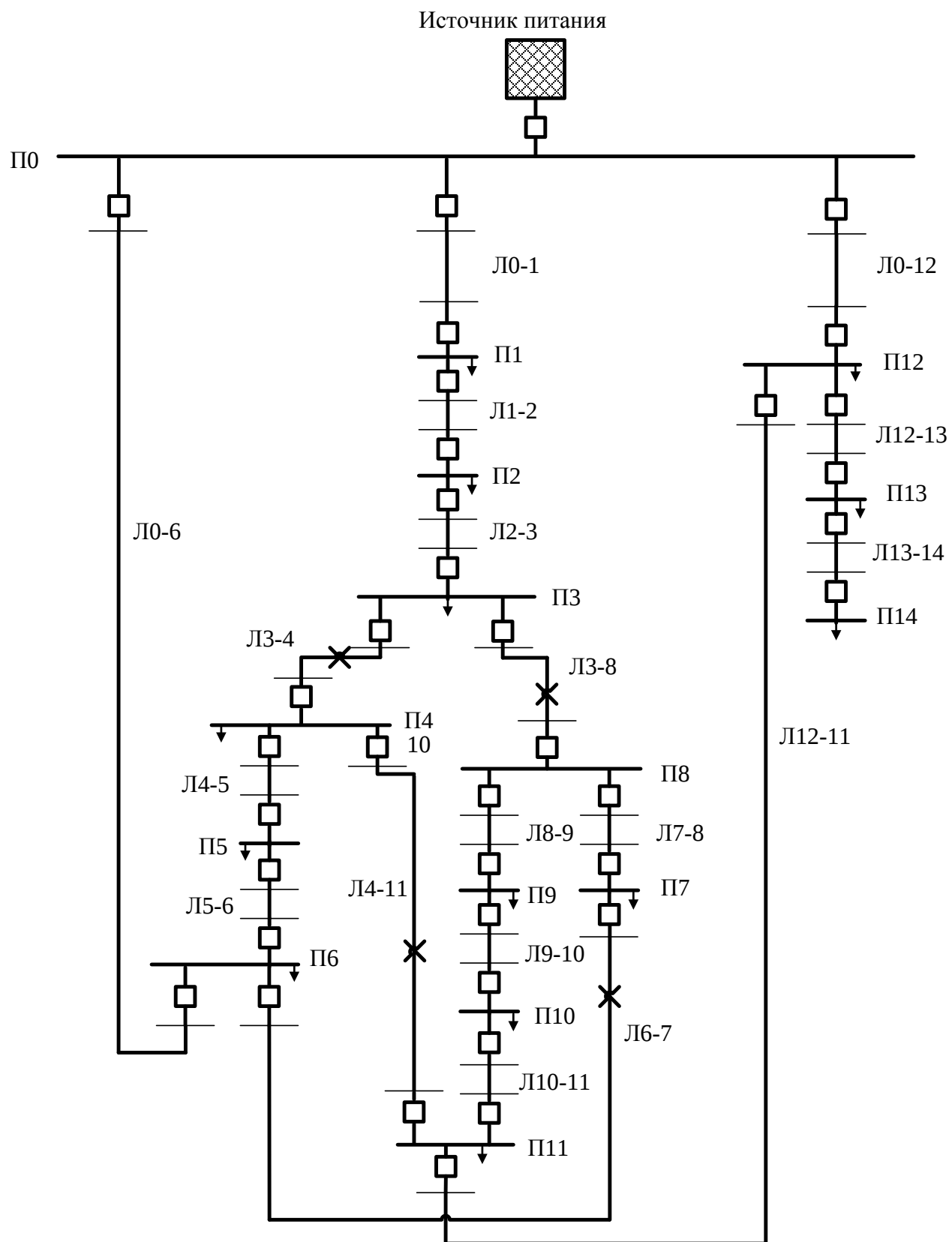


Рисунок 4.4 – Первый вариант схемы активной распределительной сети
изолированной СЭС

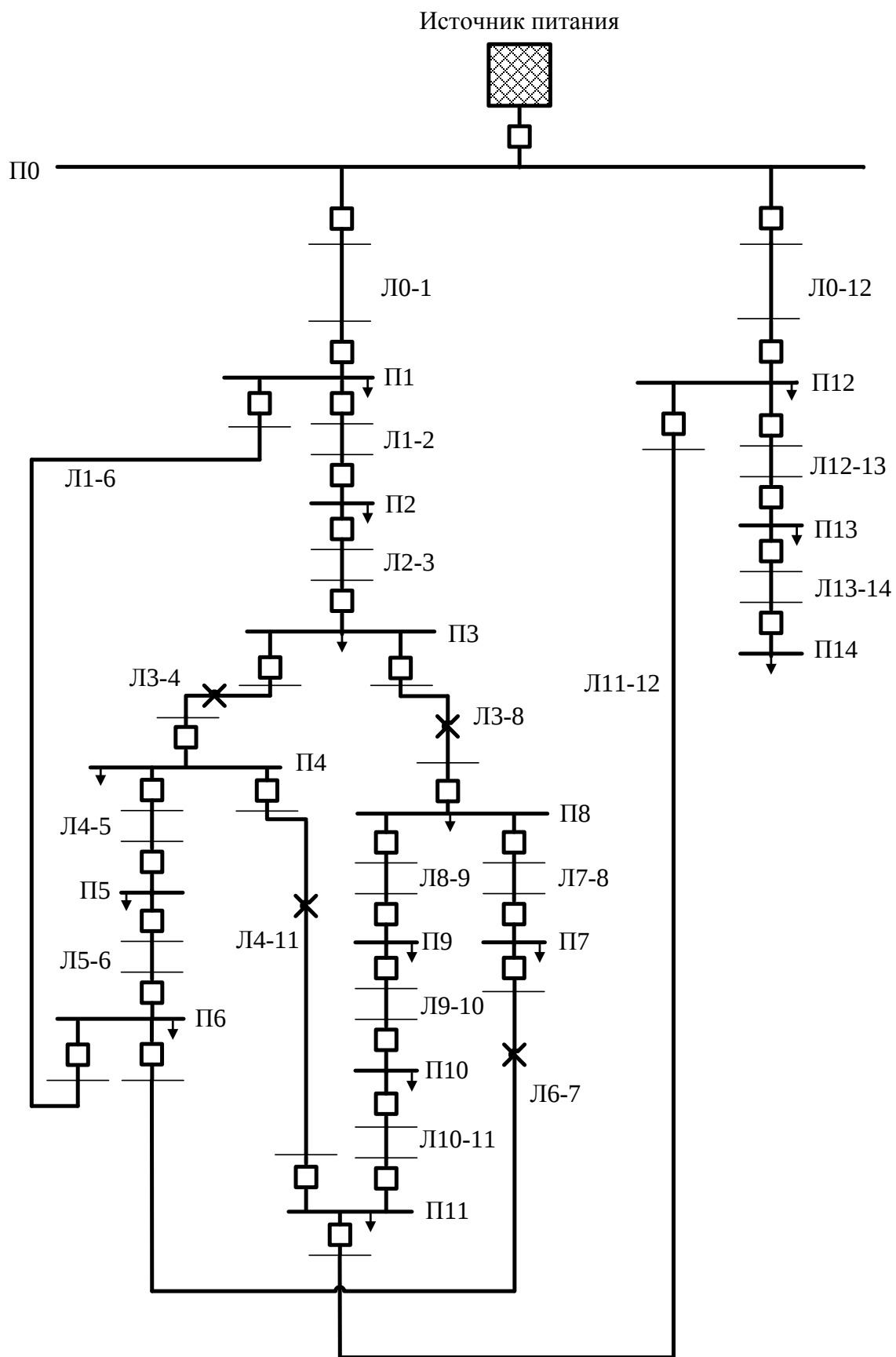


Рисунок 4.5 – Второй вариант схемы активной распределительной сети
изолированной СЭС

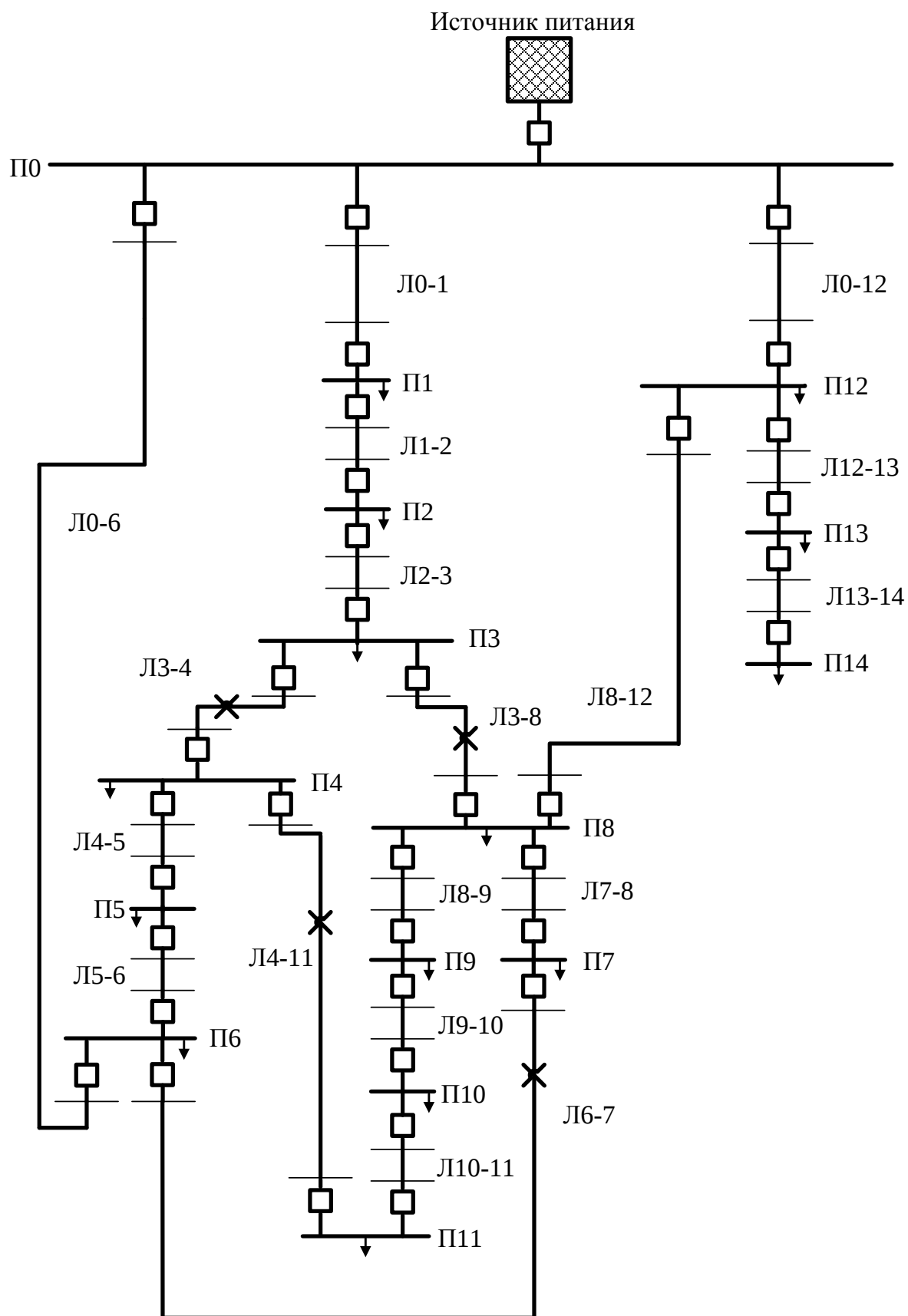


Рисунок 4.6 – Третий вариант схемы активной распределительной сети изолированной СЭС

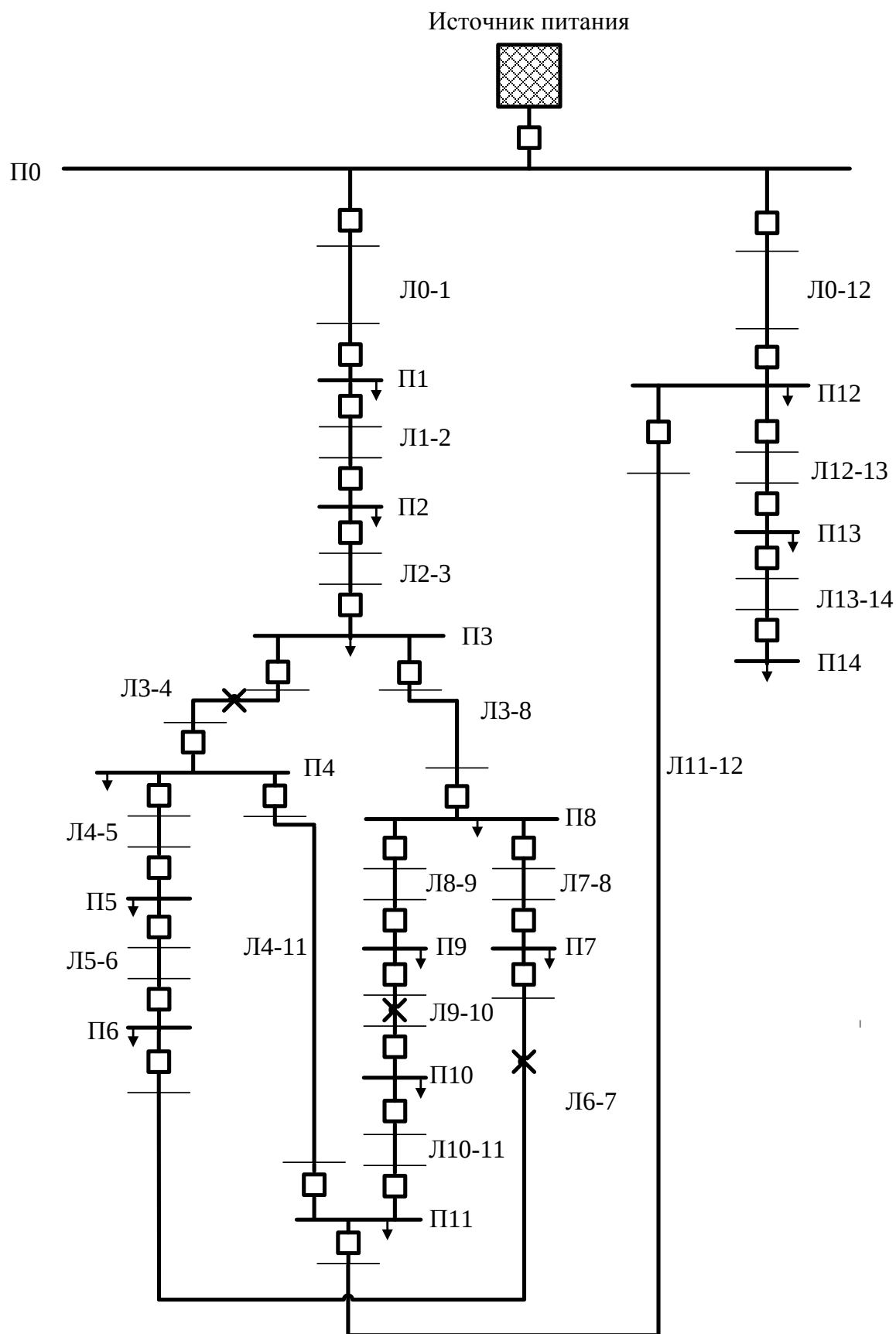


Рисунок 4.7 – Четвертый вариант схемы активной распределительной сети изолированной СЭС

Вариант 4. (рисунок 4.7) В данном варианте реконструированной распределительной сети в нормальном состоянии линии ЛЗ-4, Л9-10, Л6-7 находятся в отключенном состоянии. В этой схеме имеется дополнительная линия, связывающая между собой подстанции П0 и П11, а также ряд других изменений по сравнению с предыдущими схемами. Подключение линий, находящихся в нормально отключенном состоянии, происходит также только в случае выхода из строя какого-либо элемента схемы, расположенного в одной из операционных зон распределительной электрической сети.

Окончательный выбор оптимальной схемы активной распределительной электрической сети для исследуемой изолированной СЭС решается с помощью подзадачи обеспечения надежности и рассмотрен в главе 5 данной работы.

4.3.Выводы по главе 4

В данной главе рассмотрены вопросы оптимизации распределительной сети активных изолированных систем электроснабжения.

Разработаны методы, которые, позволяют осуществить выбор оптимальной конфигурации активной распределительной сети.

На основании принципов выделения операционных зон разработан метод выбора рациональной структуры распределительной сети и придания ей свойств активности.

Использование разработанных методов позволяет обеспечить повышение эффективности работы изолированных систем и дает возможность реализации принципа активности распределительной сети изолированной СЭС.

На основании разработанных методов исходя из месторасположения и структуры потребителей по критерию минимума затрат выбраны четыре варианта наиболее рациональных схем активной распределительной сети для рассматриваемой изолированной СЭС.

5. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ АКТИВНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В главе представлены методы оценки и обеспечения надежности активных изолированных СЭС. Сформулированы основные положения подхода и разработан топологический метод расчета надежности распределительной электрической сети. Выполнены исследования надежности сформированных в четвертой главе вариантов схем распределительной электрической сети без учета и с учетом электрических режимов. Исследования показали необходимость учета электрических режимов при анализе надежности схем сети, т.е. анализа режимной надежности СЭС. В рассматриваемой изолированной СЭС имеется относительно небольшое количество источников генерации, поэтому принято допущение, что надежность работы системы определяется сетью. Проведена технико-экономическая оценка вариантов распределительной электрической сети интервальным методом, на основе которой определен наиболее предпочтительный вариант сети. Для выбранного варианта электрической сети с использованием оценки режимной надежности показана эффективность реконфигурации активной распределительной сети с точки зрения существенного снижения рисков дефицита мощности у потребителей при отказах элементов схемы.

Материалы, представленные в данной главе, получены автором совместно с авторским коллективом. Принципы самовосстановления разработаны автором лично. Методика анализа надежности разработана совместно с И.Н.Шушпановым. З.Стычински и Н.И.Воропай приняли участие при обсуждении постановки проблемы и результатов исследований.

5.1. Исходные положения расчета надежности распределительной электрической сети

При обосновании развития изолированных СЭС остро стоит вопрос обеспечения надёжности их функционирования.

Очень важно при планировании учитывать режимную надежность таких систем. В целом под режимной надежностью понимается свойство системы выдержать внезапные возмущения и сохранять заданные режимы функционирования в случае изменения условий эксплуатации ЭЭС, отказах различных элементов системы, также появления внезапных возмущений. [291- 293].

Традиционно методы разработаны для пассивных распределительных сетей, которые не включают в себя ни источников распределенной генерации, ни активных элементов сети. Т.е. рассматривается традиционная вертикально интегрированная система, при которой электроснабжение осуществляется от пунктов питания основной электрической сети. Методы оценки режимной надежности традиционных вертикально интегрированных систем приводятся в многочисленных публикациях [157, 159, 294, 295 и др.].

Как уже отмечалось выше, в последнее время стали активно использоваться источники распределенной генерации, применяться накопители электрической энергии, использоваться дистанционно управляемые коммутационные аппараты, что стало характерно и для изолированных систем электроснабжения. В последнее время произошло развитие системы защиты и автоматики, и возникла необходимость координации работы новых элементов электроэнергетической системы, что привело к иной реакции электрической сети на отказы элементов системы, изменения условий эксплуатации и внезапные возмущения. Эта реакция может обеспечиваться за счет автоматических мероприятий, в том числе и реконфигурации сети. Таким образом, можно говорить о том, что придаются свойства активности электрической сети [60, 62, 296-299 и др.].

Использование принципа активности особенно актуально для изолированных систем электроснабжения, так как в таких системах как раз и используется распределенная генерация, накопители электроэнергии и т.д. Применение дистанционно управляемых коммутационных аппаратов и других систем управления в таких системах позволяет обеспечить надежность этих систем, в том числе за счет реализации принципа активности систем электроснабжения.

5.2. Модель и метод исследования надежности развивающихся активных изолированных систем электроснабжения

При рассмотрении СЭС, в том числе и изолированной, распределительная электрическая сеть рассматривается как система, состоящая из элементов, которые топологически связаны друг с другом. Т.е. в этом случае система рассматривается как единое целое. Элементами таких систем являются:

- источники питания, питающие распределительную электрическую сеть;
- линии;
- пункты отбора мощности.

Вторичные элементы при оценке надежности учитываются опосредованно в таких показателях, как интенсивность отказов и восстановления указанных элементов распределительной сети изолированной системы. К таким элементам относятся устройства защиты и выключатели.

В данной работе принято, что спроектирована замкнутая электрическая сеть, но в нормальном режиме она работает как разомкнутая (радиальная).

В случае отказа отдельных элементов может возникнуть ситуация, когда оказываются без электроснабжения потребители, которые расположены между разомкнутой в нормальном состоянии линией и

вышедшим из строя (отказавшим) элементом. В этом случае вводятся в работу линии, находившиеся в нормально отключенном состоянии. Таким способом реализуется активное резервирование распределительной сети.

В данном исследовании принимается, что каждый элемент системы может находиться только в двух возможных состояниях – либо в рабочем, либо в нерабочем. Нерабочим является состояние отказа. Для каждого элемента изолированной СЭС задаются исходные показатели надежности. В данном случае таковыми показателями являются: интенсивность отказов λ и интенсивность восстановлений μ элемента [149].

При проведении расчетов, делается допущение, что поток отказов и восстановлений элементов распределительной сети изолированной СЭС обладает Марковским свойством ($\lambda = \text{const}$ и $\mu = \text{const}$).

При проведении расчетов определяются следующие показатели надежности системы [149, 300]:

- средняя частота отказов

$$\omega = \frac{\sum_{i \in I} (\omega_i)}{I}, \quad (5.1)$$

где I – количество узлов в системе электроснабжения, которые имеют нагрузку;

i – номер узла в данной системе;

ω_i – частота отказов в i -ом узле.

- средняя продолжительность отказов

$$t_B = \frac{\sum_{i \in I} (t_{Bi})}{I}, \quad (5.2)$$

где t_{Bi} – время восстановления электроснабжения в i -ом узле.

- средний коэффициент готовности

$$k_r = \frac{\sum_{i \in I} (p_i)}{I}, \quad (5.3)$$

где p_i – вероятность отказа в i -ом узле.

Фактом возникновения дефицита мощности является случай отказа в i -ом узле электрической схемы.

Состояния системы рассматриваются в соответствии с правилами надежности $n-1$ или $n-2$. Как показывают расчеты, для сложных электрических схем [149, 300] одновременное совпадение отказов более двух элементов не дает существенного изменения результирующих показателей надежности системы.

Для каждого состояния рассматриваемой изолированной системы осуществляется расчет режима распределительной электрической сети.

При превышении величины тока, протекающего в элементе по отношению к допустимым значениям происходит его отключение, т.е. реализуется модель максимальной токовой защиты.

В случае снижения напряжения на шинах трансформаторных подстанций ниже допустимого производится отключение подстанции от системы (защита минимального напряжения).

В исследовании был модифицирован топологический метод расчета надежности распределительной сети [149, 300, 301]. Данный метод позволяет при проведении расчетов учитывать топологию распределительной электрической сети. В его основу положено формирование последовательных топологических матриц, которые воспроизводят шаги алгоритма расчета. При проведении исследований в качестве исходной топологической матрицы, которая позволяет показать первоначальное состояние элементов схемы электроснабжения и взаимосвязи между ними, используется подход, предложенный в работе [158]. Последующее развитие матричного подхода предложено в работах [300-302].

Методика расчета на примере упрощенной электрической схемы приведена в приложении 1.

Для расчета показателей надежности электрических схем была разработана программа [303] с использованием программных продуктов Netomac и MatLab. В основе лежит предложенная выше модель надежности и

топологический метод. Программа позволяет производить расчет основных параметров надежности распределительной электрической сети: вероятность отказа элементов и частоту отказов элементов схемы, а также продолжительность отказа элементов.

С помощью данной программы [303] была произведена оценка всех четырех вариантов схемы распределительной сети. Для сопоставления был выбран критерий $n - 2$ [149]. Расчет показателей надежности распределительной электрической сети для изолированной системы электроснабжения проводился как без учета расчетов режимов схемы электроснабжения, так и с учетом режимов.

При проведении вычислений использовались следующие данные. Интенсивность восстановлений элементов для линий была принята $\mu = 128,4$, для пунктов отбора мощности $\mu = 533,82$. Интенсивность отказов элементов для пунктов отбора мощности принята $\lambda = 0,0039$. Величины интенсивности отказов для линий приведены в таблице 5.1.

Итоговые результаты расчетов показателей надежности для сравниваемых вариантов активной распределительной сети изолированной СЭС (рисунки 4.4 – 4.7) представлены на рисунках 5.1 - 5.4.

Из представленных материалов можно сделать вывод, что учет режимов распределительной электрической сети изолированной СЭС при расчете показателей надежности позволяет получить более детальную информацию о работоспособности элементов.

С использованием формул (5.1 – 5.3) проведены расчеты системных показателей надежности. В таблице 5.2 приведены сводные результаты расчетов с учетом и без учета режимов.

Сравнение результатов расчета показателей надежности для данных четырех схем выявило, что частота отказов и время восстановления наименьшие для третьего варианта схемы распределительной сети изолированной СЭС, а коэффициент готовности для него является самым большим. Очевидно, что с точки зрения надежности третий вариант схемы

является предпочтительным.

Таблица 5.1 – Интенсивность отказов элементов для различных вариантов активной распределительной сети изолированной системы электроснабжения

Обозначение линии	Интенсивность отказов элементов λ для первого варианта распределительной электрической сети	Интенсивность отказов элементов λ для второго варианта распределительной электрической сети	Интенсивность отказов элементов λ для третьего варианта распределительной электрической сети	Интенсивность отказов элементов λ для четвертого варианта распределительной электрической сети
Л1-2	0,0813	0,0813	0,0813	0,0813
Л2-3	0,0622	0,0622	0,0622	0,0622
Л3-4	0,0860	0,0860	0,0860	0,0860
Л4-5	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790
Л5-6	0,2170	0,2170	0,2170	0,2170
Л6-7	0,0340	0,0340	0,0340	0,0340
Л7-8	0,0235	0,0235	0,0235	0,0235
Л8-9	0,0045	0,0045	0,0045	0,0045
Л9-10	0,0108	0,0108	0,0108	0,0108
Л10-11	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046
Л12-13	0,1142	0,1142	0,1142	0,1142
Л13-14	0,0458	0,0458	0,0458	0,0458
Л4-11	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069
Л3-8	0,0813	0,0813	0,0813	0,134
Л0-1	-	-	-	0,134
Л0-6	0,1482	-	0,1482	-
Л0-12	0,134	0,134	0,134	0,134
Л1-6	-	0,1399	-	-
Л11-12	0,1365	0,1365	0,1365	-
Л8-12	-	-	0,0912	-

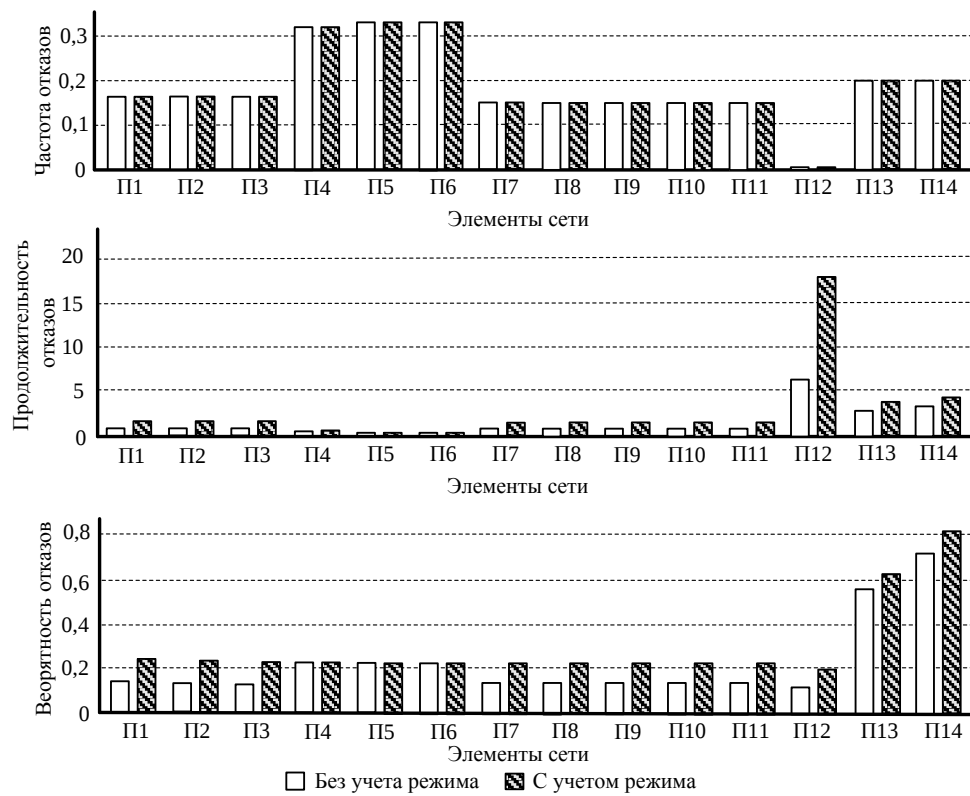


Рисунок 5.1 – Показатели надёжности системы для первого варианта электрической схемы, представленного на рисунке 4.4

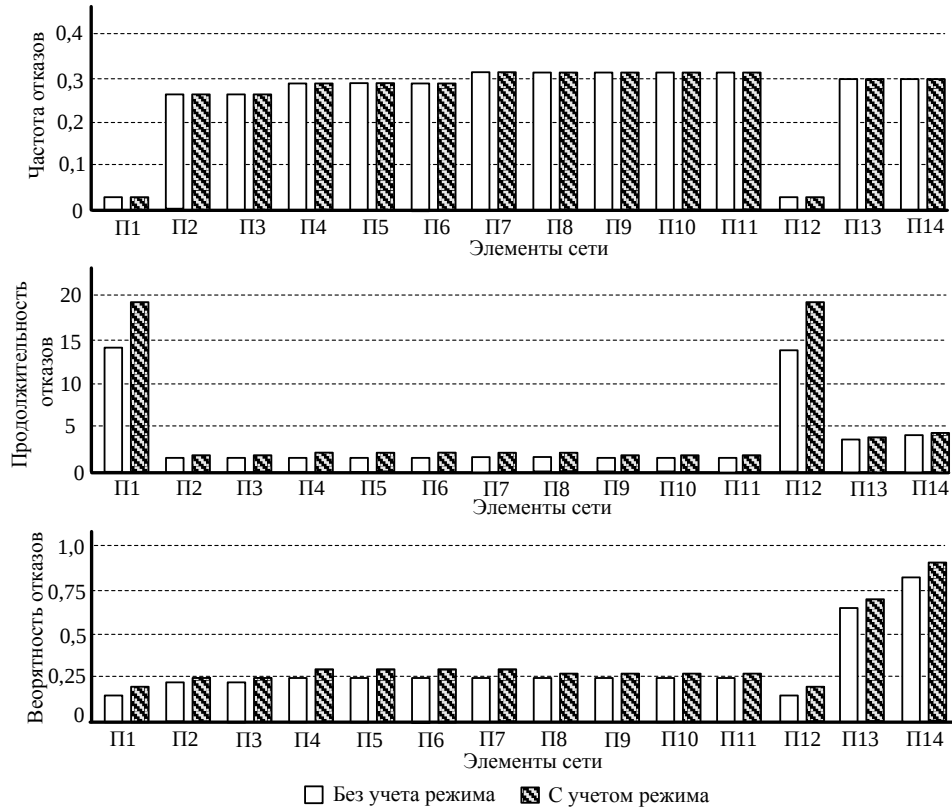


Рисунок 5.2 – Показатели надёжности системы для второго варианта электрической схемы, представленного на рисунке 4.5

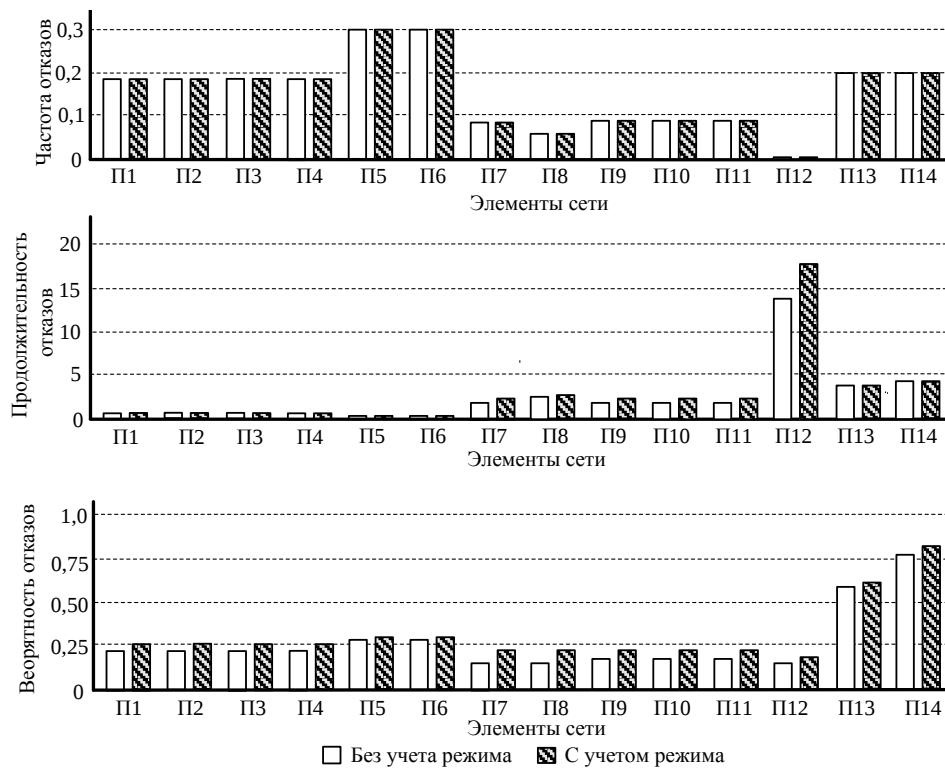


Рисунок 5.3 – Показатели надёжности системы для третьего варианта электрической схемы, представленного на рис.4.6

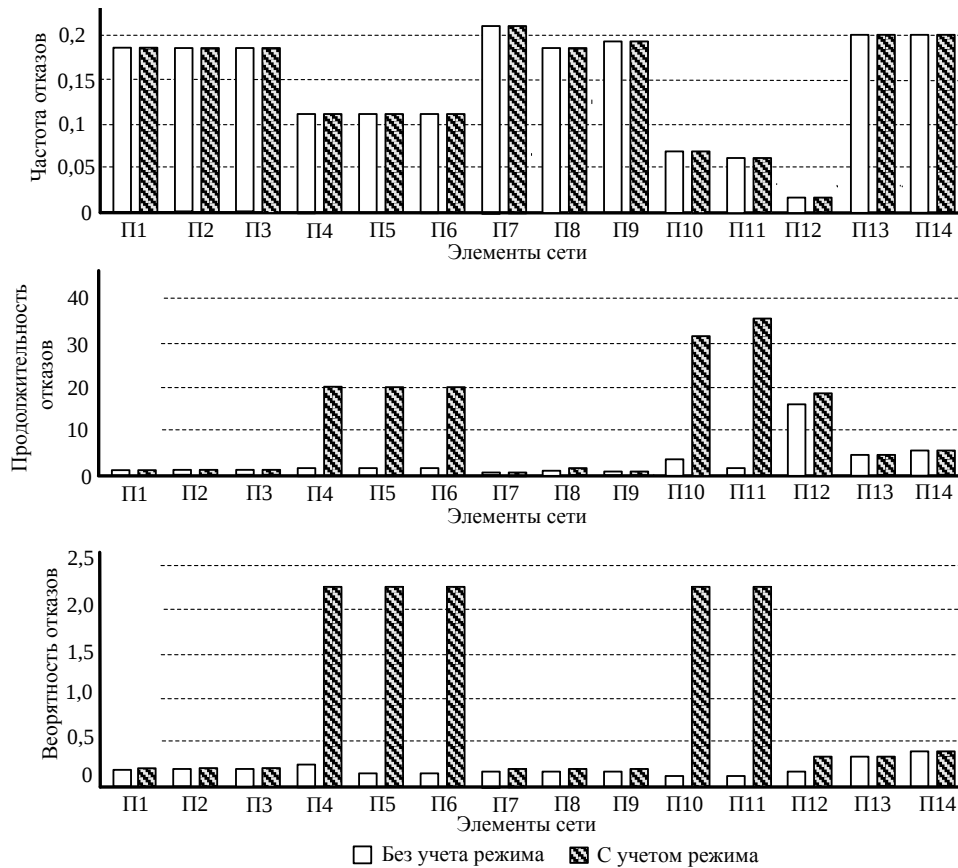


Рисунок 5.4 – Показатели надёжности системы для четвертого варианта электрической схемы, представленного на рисунке 4.7

Таблица 5.2 – Показатели надежности для различных вариантов активной распределительной сети изолированной СЭС

Вариант схемы	Частота отказов		Время восстановления		Коэффициент готовности	
	Без учета режимов	С учетом режимов	Без учета режимов	С учетом режимов	Без учета режимов	С учетом режимов
1	0,1900	0,1900	0,28563	0,32007	0,9999674	0,9999634
2	0,1715	0,1715	0,28901	0,34999	0,9999670	0,9999600
3	0,1558	0,1558	0,28143	0,31562	0,9999679	0,9999639
4	0,1559	0,1560	0,28858	1,10225	0,9999671	0,9998742

5.3. Технико-экономический анализ вариантов распределительной электрической сети интервальным методом

Для технико-экономического сопоставления вариантов электрической сети с учетом надежности целесообразно применить интервальный метод [304]. Данный метод позволяет производить сопоставление возможной величины удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии с капитальными затратами. Интервальный метод сопоставления экономичности вариантов применяется в случае, когда удельный ущерб имеет высокую неопределенность, в том числе ввиду того, что к пунктам отбора мощности подключены различные потребители электрической энергии с различными величинами удельных ущербов [304].

В данной работе используется модифицированный интервальный метод, позволяющий определять наилучший вариант. Этот метод позволяет учитывать затраты на сооружение системы электроснабжения и величины недоотпущенной потребителям электроэнергии.

Суть алгоритма выбора наилучшего варианта электрической сети при задании удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям заключается в последовательном попарном сопоставлении вариантов и выборе из каждой пары лучшего варианта. Выбор осуществляется в соответствии со следующим правилом: если $y_{0гр}$ (см. 5.7.) для рассматриваемой пары вариантов меньше нижнего значения удельного

ущерба $y_{0\min}$, выбирается более дорогой и более надежный вариант, он в последующем участвует в дальнейших сопоставительных оценках; если $y_{0\text{гр}}$ для рассматриваемой пары вариантов больше верхнего значения удельного ущерба $y_{0\max}$, выбирается более дешевый, но и менее надежный вариант, он участвует в последующих сопоставительных оценках; если же значение $y_{0\text{гр}}$ лежит внутри диапазона $y_{0\min}$, $y_{0\max}$, сравниваемые варианты следует считать равноценными.

Для использования модифицированного интервального метода необходимо задать диапазон величин удельных ущербов. Зададим диапазон величин удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии в пределах от $y_{0\min}$ до $y_{0\max}$, при этом допуская, что ущерб от внезапного отключения мощности отсутствует. Для определения данного диапазона рассчитываются затраты на сооружение распределительной сети изолированной СЭС. Расчеты проводятся для двух сравниваемых вариантов распределительных электрических сетей i и j .

Выражение для определения полных приведенных затрат с учетом ущерба имеет следующий вид:

$$Z = E \cdot K + И + У, \quad (5.4)$$

где: E – коэффициент, определяющий эффективность инвестиций;

Z – затраты;

K – капиталовложения на сооружение системы;

$И$ – ежегодные эксплуатационные издержки системы;

$У$ – годовой ущерб у потребителей от недостаточной надежности системы.

При неучете ущерба от внезапности перерыва электроснабжения годовой ущерб от недоотпущенной электроэнергии может быть рассчитан по формуле:

$$Y_t = y_0 \cdot \Delta \mathcal{E}, \quad (5.5)$$

где y_0 – величина удельного ущерба, руб./кВт·ч;

$\Delta\mathcal{E}$ – недоотпущенная потребителям электрическая энергия, кВт·ч.

Рассматривая в (5.4) только первые два члена без значения ущерба и приравнивая между собой сумму затрат и ущерба от недоотпуска электроэнергии для сравниваемых вариантов:

$$Z_i + y_0 \cdot \Delta\mathcal{E}_i = Z_j + y_0 \cdot \Delta\mathcal{E}_j, \quad (5.6)$$

где $Z_i = E_i \cdot K_i + И_i$;

$$Z_j = E_j \cdot K_j + И_j$$

можно определить значение так называемого граничного удельного ущерба

$$y_{0гр} = \frac{Z_i - Z_j}{\Delta\mathcal{E}_j - \Delta\mathcal{E}_i}, \quad (5.7)$$

где i, j – сопоставляемые варианты сети.

При определении капитальных затрат учитывались стоимость сооружения одного километра линии, стоимость пунктов отбора мощности, стоимость дистанционно управляемых коммутационных аппаратов.

В таблице 5.3 приведены длины линий для всех четырех сравниваемых вариантов схемы активной распределительной сети изолированной системы электроснабжения (схемы представлены на рисунках 4.4-4.7).

В таблице 5.4 приводятся величины капитальных затрат на сооружение каждого из четырех вариантов активной распределительной сети изолированной СЭС.

При расчетах ежегодные затраты на техническое обслуживание и капитальный ремонт принимаются в размере 0,05 % от величины капиталовложений [305]. При выполнении расчетов эффективности инвестиций принята ставка рефинансирования Центрального банка РФ в размере 8,25% годовых.

В таблице 5.5 приведены величины ежегодных издержек для всех четырех рассматриваемых вариантов активной распределительной сети изолированной СЭС.

Таблица 5.3 – Длины линий для различных вариантов активной распределительной сети изолированной СЭС

Обозначение линии	Длина линий для первого варианта схемы, км	Длина линий для второго варианта схемы, км	Длина линий для третьего варианта схемы, км	Длина линий для четвертого варианта схемы, км
Л1-2	2,820	2,820	2,820	2,820
Л2-3	4,420	4,420	4,420	4,420
Л3-4	0,606	0,606	0,606	0,606
Л4-5	0,560	0,560	0,560	0,560
Л5-6	1,540	1,540	1,540	1,540
Л6-7	0,232	0,232	0,232	0,232
Л7-8	1,667	1,667	1,667	1,667
Л8-9	0,320	0,320	0,320	0,320
Л9-10	0,770	0,770	0,770	0,770
Л10-11	0,328	0,328	0,328	0,328
Л12-13	4,890	4,890	4,890	4,890
Л13-14	2,995	2,995	2,995	2,995
Л4-11	0,478	0,478	0,478	0,478
Л3-8	1,300	1,300	1,300	1,300
Л0-1	-	-	-	1,000
Л0-6	11,000	-	11,000	-
Л0-12	1,000	1,000	1,000	1,000
Л1-6	-	9,950	-	-
Л11-12	9,900	9,900	9,900	-
Л8-12	-	-	3,500	-

Таблица 5.4 – Капитальные затраты на сооружение различных вариантов активной распределительной сети изолированной СЭС

Номер варианта схемы	Затраты, млн. руб.
1	78,857
2	77,537
3	72,454
4	66,279

Таблица 5.5 – Ежегодные издержки для различных вариантов активной распределительной сети изолированной СЭС

Номер варианта схемы	Издержки, млн. руб.
1	9,459
2	9,146
3	8,371
4	7,258

В связи с тем, что потребители во всех представленных схемах относятся к одной категории надежности, а изменяется только непосредственно сама распределительная сеть, поэтому величина удельного ущерба у всех потребителей электроэнергии будет одинаковой, но в то же время величина недоотпущенной электроэнергии для каждого варианта схемы будет различная. Данные по значениям недоотпущенной электрической энергии приведены в табл. 5.6.

На основании описанного выше интервального метода записываются выражения для определения затрат для различных вариантов схем:

$$З_1 = 9,459 + y_0 \cdot 429,39,$$

$$З_2 = 9,146 + y_0 \cdot 496,42,$$

$$З_3 = 8,371 + y_0 \cdot 272,80,$$

$$З_4 = 7,258 + y_0 \cdot 253,34.$$

Таблица 5.6 – Величина недоотпущенной электроэнергии для различных вариантов активной распределительной сети изолированной СЭС

Номер варианта схемы	Недоотпуск электроэнергии, $W_{\text{нд год}}$, МВт·ч
1	332,39
2	396,42
3	272,82
4	253,34

С использованием формулы (5.7), на основании рассчитанных ежегодных издержек (таблица 5.5) и значений величины недоотпущенной электроэнергии (таблица 5.6) для каждого рассматриваемого варианта активной распределительной сети были рассчитаны граничные значения

удельного ущерба. Результаты приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Величины граничного ущерба от недоотпуска электроэнергии

Сравниваемые варианты	Величина граничного ущерба, руб./кВт·ч
$U_{0гр(4-2)}$	80,02
$U_{0гр(4-3)}$	17,50
$U_{0гр(4-1)}$	36,24
$U_{0гр(3-2)}$	183,11
$U_{0гр(2-1)}$	-162,93
$U_{0гр(3-1)}$	55,78

Величина реального удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии находится в диапазоне $u_{0.ф.}=52\div 66$ руб./кВт·ч. Этот интервал получен для рассматриваемого предприятия сопоставлением оценок и численных данных.

На основании результатов расчета, представленных в таблице 5.7, по описанной выше методике сопоставления выбирается наилучший вариант схемы.

При сопоставлении четвертого и второго вариантов схемы активной распределительной сети то предпочтительным будет более дешевый четвертый вариант, так как в этом случае граничный ущерб выше.

При сравнении четвертого и третьего варианта следует учитывать, что граничный ущерб ниже диапазона. Поэтому необходимо выбрать третий, так как он имеет более высокие показатели надежности.

При выполнении сравнения первого и четвертого граничный ущерб также ниже диапазона. В связи с этим первый вариант схемы активной распределительной сети изолированной СЭС является предпочтительным.

При сопоставлении второго и третьего выбирается более дешевый третий вариант схемы, так как в этом случае граничный ущерб выше.

При сравнении третьего и первого вариантов размер величины граничного ущерба лежит в диапазоне удельного ущерба. В этом случае

можно считать, что с точки зрения интервального метода данные варианты являются равнозначными.

По результатам применения данной методики выявлено два наилучших и равнозначных варианта схемы активной распределительной сети.

Для выбора окончательного варианта был произведен дополнительный экспертный анализ. Поскольку рассматриваемое предприятие расположено в экстремальных климатических условиях, был выбран третий вариант, имеющий лучшие показатели надежности.

5.4. Оценка рисков дефицита мощности у потребителей на основе анализа режимной надежности базовой и реконструированной схем сети

Основными причинами отказа элементов изолированной системы электроснабжения, как правило, являются короткие замыкания (к.з.), а также ложные срабатывания защит, в результате чего данные элементы отключаются. После возникновения аварийной ситуации, в частности к.з., может возникать отказ коммутационных аппаратов либо защиты с последующим действием резервных защит, в том числе в результате действия устройств резервирования при отказе выключателей, что приводит к отключению близлежащих элементов. При действии резервных защит вероятности их отказа также принимаются во внимание и учитываются.

Получаемое в результате отмеченных событий состояние изолированной СЭС системы формируется путем выделения "островов" [60, 306-308], в данном случае используется термин "операционные зоны". Для полученного таким образом состояния изолированной системы электроснабжения производится расчет установившегося режима и производится проверка допустимости данного режима по токам в связях и напряжениям в узлах распределительной сети. В случае, если в изолированной СЭС возникают перегруженные по току связи, моделируется их отключение максимальной токовой защитой. Если в узле подключения

фидера нагрузки имеет место недопустимое снижение уровня напряжения, фидер отключается соответствующей защитой. Если при этом происходит отказ защиты и связь или фидер не отключаются, как и в предыдущем случае, действие резервных защит моделируется с отключением близлежащих элементов. В таком случае происходит реконфигурация распределительной сети и вновь выполняется расчет установившегося режима [60, 308].

В случае, если в результате рассмотренного каскадного развития отказов в конечном послеаварийном состоянии установившийся режим допустим, выполняется оценка дефицита мощности в системе и его вероятности, на основе чего рассчитывается величина риска в анализируемом состоянии изолированной системы электроснабжения.

При оценке режимной надежности для определения риска была применена следующая формула [60, 308]:

$$R_{ky} = \sum_k p_k(D_k) \sum_{l=1}^n D_l y_{внl} \quad , \quad (5.8)$$

где n - число узлов схемы;

D_k – величина возможного дефицита мощности в рассматриваемом состоянии k системы электроснабжения;

$p_k(D_k)$ – вероятность возникновения данного дефицита мощности;

D_l – величина потери мощности при отказе элементов;

$y_{внl}$ – удельный ущерб от внезапности дефицита мощности.

Расчеты были произведены как для исходной схемы, так и для выбранного на основании технико-экономического сравнения варианта.

На рисунке 5.5 представлены результаты расчета показателей риска при оценке режимной надежности для исходной электрической схемы (рисунок 4.1). Расчеты осуществлялись по формуле (5.8).

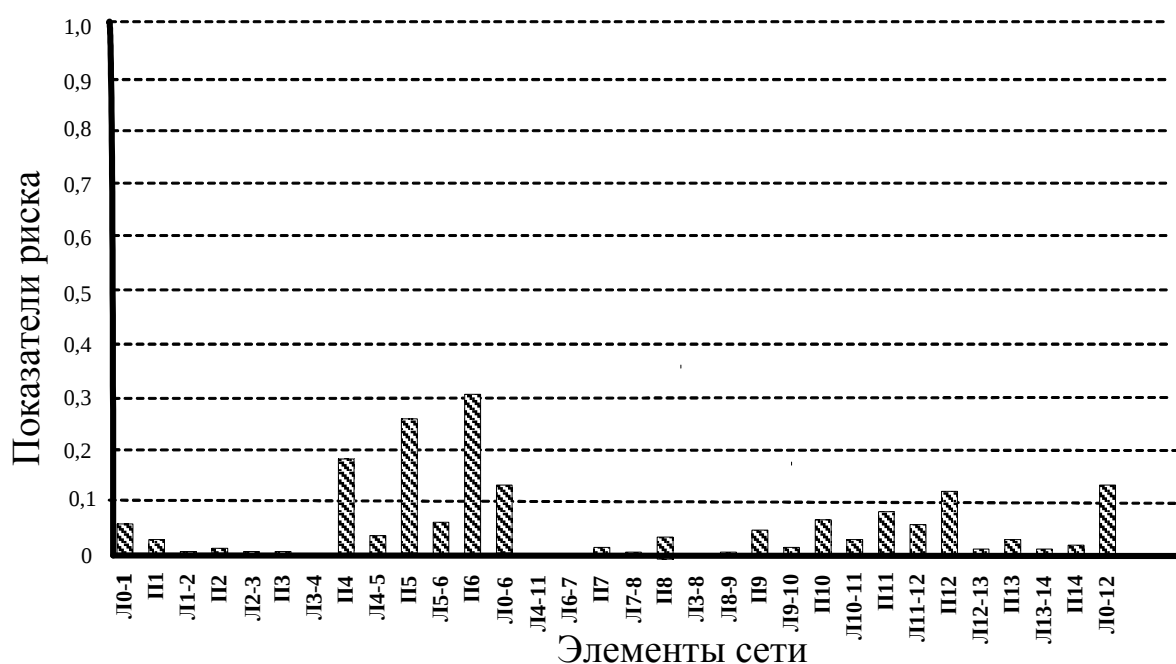


Рисунок 5.5 – Показатели риска для исходной сети

При расчетах величины вероятностей отказов основных элементов системы электроснабжения (линий, шин), а также выключателей, были приняты в соответствии, с данными, представленными в работах [153, 295, 309]. Величины удельных ущербов от внезапности перерывов электроснабжения базируются на данных [310].

Из диаграммы, представленной на рисунке 5.5, можно сделать вывод, что наиболее опасными, с точки зрения режимной надежности, являются случаи выхода из строя шин подстанций П4, П5, П6, линий Л0-12 и Л0-6.

Высокое значение риска в случае отказа линий Л0-12 и Л0-6 обусловлено тем обстоятельством, что от них запитаны более ответственные потребители электроэнергии, которые имеют бóльшие значения удельных ущербов, чем запитанные от других линий данной электрической схемы. Нулевые значения рисков для таких элементов, как Л3-4, Л3-8, Л6-7 и Л4-11, объясняются тем, что данные линии являются резервными и в исходной схеме отсутствуют.

Для выбранного варианта реконструированной распределительной электрической сети была также произведена оценка показателей риска

режимной надежности для ее элементов. Результаты представлены на рисунке 5.6.

При проведении исследований используется допущение, что операции по коммутации резервных линий выполняются дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами безотказно. Предполагается, что данные аппараты имеют высокую надежность, но в тоже время конкретных статистических данных по ним пока нет. Необходимо отметить, что вероятность выхода из строя резервной линии при ее включении практически равна нулю. Случаи отказа дистанционно управляемых коммутационных аппаратов на включение резервных линий будут приводить к результатам, которые идентичны исходной электрической схеме распределительной сети.

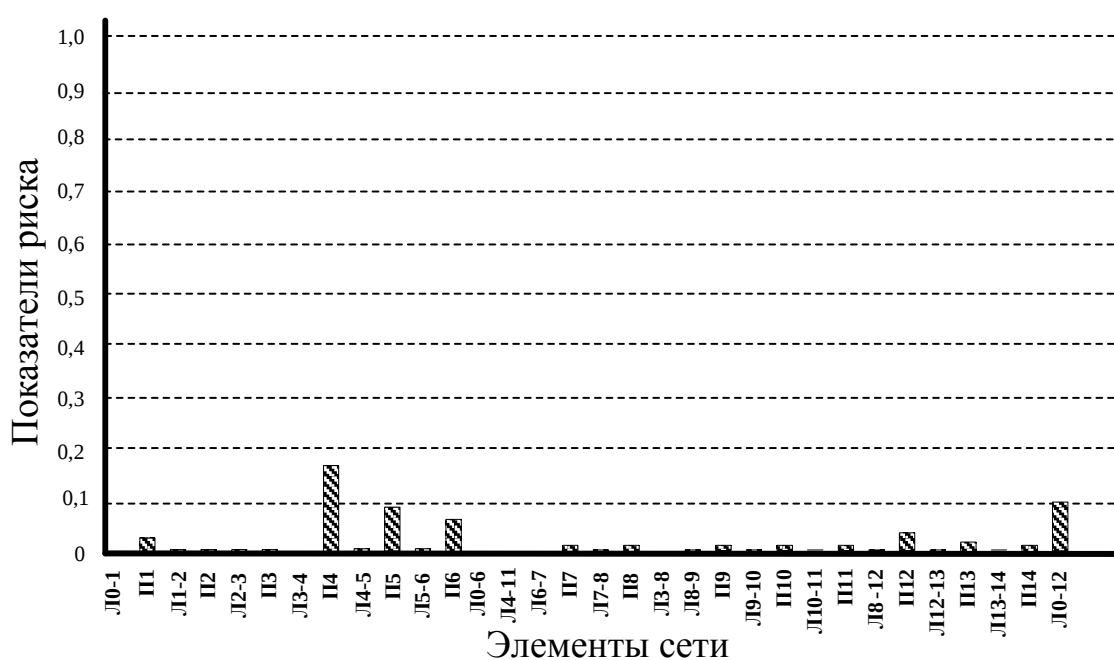


Рисунок 5.6 – Показатели риска для реконструированной сети

Диаграмма рассчитанных значений показателей риска для реконструированной схемы доказывает высокую эффективность технологии активной распределительной сети для повышения режимной надежности функционирования изолированной системы электроснабжения (рис. 5.6). Следует заметить, что существенно повышается уровень режимной надежности в случае отказов элементов П5, П6, Л0-12, а отказ линии Л0-6

фактически не приводит к прекращению электроснабжения потребителей в данной системе. Уменьшение значений показателей риска происходит и в остальной части электрической схемы.

5.5. Выводы по главе 5

В данной главе рассмотрены методы оценки и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения.

Приведено обоснование необходимости совершенствования методов исследования и обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения в связи с возрастанием требований потребителей к надежности электроснабжения и новых элементов в этих системах, реализующих идеологию обеспечения их активности.

Разработан модифицированный матрично-топологический метод оценки надежности изолированной системы электроснабжения, приведен иллюстрационный расчет, демонстрирующий работу метода.

С использованием алгоритма расчета надежности разработана методика обеспечения надежности при рассмотрении активных изолированных СЭС. Дано описание методики расчета показателей надежности изолированной системы электроснабжения.

Предложены варианты реконфигурации электрических схем с учетом реализации принципа их активности. Предложена методика выбора наилучшего варианта схемы активных электрических сетей, с точки зрения надежности.

Рассмотрены возможности повышения надежности СЭС. Изложен метод реконфигурации распределительной электрической сети для обеспечения ее самовосстановления с использованием современных дистанционно управляемых коммутационных аппаратов.

Выбрана оптимальная схема активной распределительной сети для рассматриваемой изолированной СЭС.

6. ИССЛЕДОВАНИЕ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В АКТИВНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Данная глава содержит результаты исследования и обеспечения качества электроэнергии в активных изолированных СЭС. Дается обоснование целесообразности рассмотрения наиболее актуальных проблем качества электроэнергии для изолированных системах электроснабжения, связанных с наличием гармонических составляющих токов и напряжений в электрической сети и недопустимых отклонений частоты и напряжений. Сформулированы и обоснованы основные положения подхода раздельного измерения гармонических составляющих тока и напряжения. Разработана обобщенная схема интеллектуального счетчика электроэнергии для таких измерений. На этой основе предложена распределенная система мониторинга уровней гармонических составляющих и снижения их уровня в активной СЭС и рассмотрены вопросы технической реализации распределенной системы мониторинга. С учетом высокой доли в изолированных СЭС генерирующих установок на возобновляемых энергоресурсах, прежде всего ветрогенераторов с нестационарной выдачей мощности, что может приводить к недопустимым отклонениям частоты и напряжений, предложено для гашения таких колебаний выдаваемой мощности ветроагрегатов использовать систему управления поворотом лопастей ветротурбины, работающую принципу управления с прогнозирующей моделью. Учитывая то, что наиболее эффективным способом является управление с прогнозирующей моделью, рассмотрен метод идентификации параметров модели агрегата в темпе процесса по текущим измерениям с использованием ядер Вольтерра.

Результаты, представленные в главе, касающиеся измерения гармонических составляющих, получены совместно с Н.Н.Солониной, А.С.Смирновым. Ряд исследований выполнен при участии В.С.Степанова. Основные положения раздельного измерения гармонических составляющих

тока и напряжения разработаны автором лично. Помощь в технической реализации программного обеспечения оказали Д.О.Герасимов и Ю.Д.Герасимов.

Результаты, касающиеся обеспечения необходимых уровней напряжения и частоты в изолированной системе электроснабжения получены совместно с С.В.Солодуша и Д.О.Герасимовым. Ролью автора является постановка задачи, адаптация математического аппарата для электроэнергетических систем и обработка полученных результатов.

Обобщение результатов, представленных в данной главе, выполнено автором.

6.1. Основные положения подхода раздельного измерения гармонических составляющих тока и напряжения

Согласно установленным требованиям [192] к качеству электроэнергии имеются две нормы, которые касаются несинусоидальности напряжения: коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и суммарный коэффициент гармонических составляющих. Измерение этих коэффициентов, например, даже на входе отдельного потребителя, не дает ответа на вопрос: кто является источником появления данных гармонических искажений в сети. И естественно возникает и административная проблема: кто должен производить улучшение вышеупомянутых параметров качества электроэнергии. Поэтому решение указанных вопросов носит не только технический, но и административный характер. Для изолированных систем электроснабжения с одним собственником генерации и потребителей данный вопрос носит прежде всего технический характер. Но в то же время это оказывает влияние и на экономические показатели функционирования таких систем.

Искажения, вызванные гармоническими составляющими в энергосистеме, создаются как производителями, так и потребителями электроэнергии. Известно, что по ряду технических причин практически невозможно создать

генератор, который бы генерировал чисто синусоидальную ЭДС. Если говорить о потребителях электроэнергии, то их следует разделить на две основные группы.

К первой группе необходимо отнести потребителей, которые не генерируют гармоники в энергосистему. К таким потребителям относятся электроприемники с почти линейной вольтамперной характеристикой, в частности: осветительные установки, электрические нагреватели, двигатели переменного тока, ряд бытовых приборов. Эти потребители получают из энергосистемы вместе как энергию основной частоты, так и энергию гармоник высших порядков.

Ко второй группе необходимо отнести потребителей, которые сами генерируют гармоники в питающую сеть. К ним относятся электроприемники с нелинейной вольтамперной характеристикой, такие как: различные силовые электронные преобразователи, выпрямительные установки (например, для электролиза), системы управления для электродвигателей постоянного и переменного тока, электротранспорт, электродуговые печи, электрические сварочные аппараты и т.п.

Из вышеизложенного следует, что для исправления ситуации необходимо производить раздельное измерение гармонических составляющих. Такое раздельное измерение необходимо как в случае единого собственника генерации и потребителей, так и в случае различных собственников. Во втором случае это необходимо также и для проведения взаиморасчётов между энергоснабжающей (генерирующей) компанией и потребителями.

Для осуществления данной процедуры необходимо устройство раздельного измерения, которое позволяет измерять энергию основной гармоники – W_1 , величину и знак энергии гармоник – W_{HH} , а также суммарную энергию – $W = W_1 + W_{HH}$. Таковым устройством является интеллектуальный счетчик для раздельного измерения. В случае использования такого счетчика возможно определять:

- ущерб, наносимый гармониками сети первой группе потребителей;
- ущерб, наносимый гармониками, генерируемыми второй группой потребителей.

Счетчик раздельного измерения энергии основной гармоники и гармоник высших порядков должен иметь возможность указывать направление потока энергии гармоник, т.е. быть реверсивным. В этом случае положительному значению энергии гармоник высших порядков будет соответствовать случай, когда энергия этих гармоник поступает из сети потребителю электроэнергии, и, наоборот, отрицательному значению в том случае, когда энергия гармоник высших порядков поступает в сеть от потребителя.

Рассмотрим общий (первый) случай (рисунок 6.1), когда гармоники высших порядков присутствуют как в питающей сети, так и генерируются нелинейным приемником электрической энергии. В данном случае величиной падения напряжения в токовой цепи счетчика можно пренебречь, и поэтому справедливо выражение $\dot{U}_{kN} = \dot{U}_{kL}$. С целью демонстрации основных положений подхода выбран традиционный однофазный счетчик. На рисунке 6.1 на входе и выходе счетчика для основной и гармоник высших порядков обозначены направления токов и напряжений.

Суммарная энергия, которая фиксируется традиционным счетчиком электрической энергии, определяется по следующей формуле:

$$W = \int_0^t i u dt = \int_0^t \left(i_1 + \sum_{k=2}^n i_{kN} - \sum_{k=2}^n i_{kL} \right) \left(u_1 + \sum_{k=2}^n u_k \right) dt, \quad (6.1)$$

где i – мгновенное значение тока нагрузки, поступающего на вход счетчика;

u – мгновенное значение напряжения нагрузки счетчика;

$i_1, \sum_{k=2}^n i_{kN}$ – ток основной гармоники и токи гармонических составляющих

высших порядков сети, которые поступают на вход счетчика, соответственно;

$\sum_{k=2}^n i_{kL}$ – токи гармоник высших порядков приемника, направления

которых противоположны направлению тока нагрузки;

$u_1, \sum_{k=2}^n u_k$ –напряжение основной гармоники и гармоник высших порядков,

соответственно (их величина и направления одинаковы на входе и выходе счетчика).

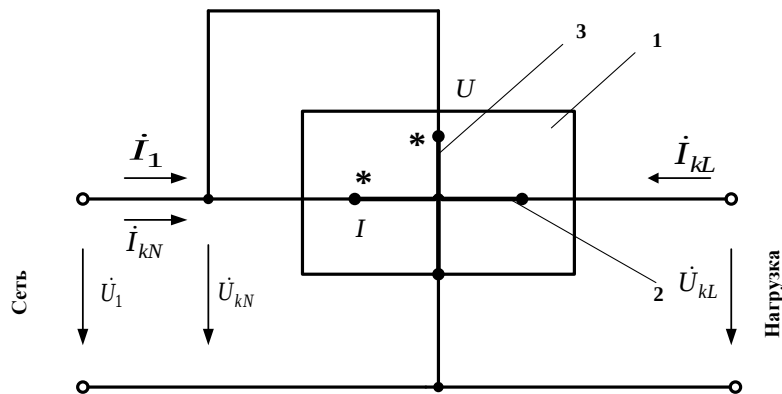


Рисунок 6.1 – Схема включения счетчика для первого случая:

1 – счетчик, 2 –токовая обмотка, 3 – обмотка напряжения,* – генераторные зажимы обмоток счетчика; $\dot{I}_1, \dot{U}_1$ – комплексы действующих значений тока и напряжения основной гармоники; $\dot{I}_{kN}, \dot{U}_{kN}, \dot{I}_{kL}, \dot{U}_{kL}$ – комплексы действующих значений токов и напряжений гармонических составляющих высших порядков, поступающих на счетчик соответственно из сети (N) и из приемника электроэнергии (L)

С учетом того, что величина среднего за период значения произведения мгновенных значений синусоид разной частоты равна нулю, получаем:

$$W = \int_0^t i_1 u_1 dt + \sum_{k=2}^n \int_0^t i_{kN} u_k dt - \sum_{k=2}^n \int_0^t i_{kL} u_k dt = W_1 + W_{HH N} - W_{HH L}, \quad (6.2)$$

где W, W_1 – суммарная энергия и энергия основной гармоники, которые потребляются электроприемником, соответственно;

W_{HHN} – энергия гармоник высших порядков, поступившая в электроприемник из питающей сети;

W_{HHL} – энергия гармоник высших порядков, которая передается нелинейным электроприемником в питающую сеть.

Таким образом, установлено, что энергия, которая измеряется традиционным счетчиком, состоит из суммы энергий основной гармоники и гармоник высших порядков.

Рассмотрим второй случай (рисунок 6.2), когда электроприемник, который относится к первой группе потребителей, подключен к электрической сети, содержащей гармоники с номером k . Т.е. случай, когда гармоники поступают из питающей сети в электроприемник.

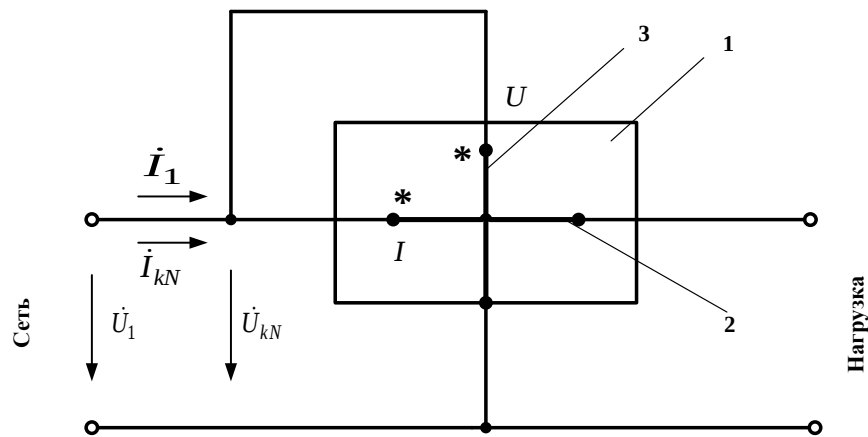


Рисунок 6.2 – Схема включения счетчика для второго случая

Знак значения активной мощности P и, соответственно, величины энергии W зависит от величины фазового сдвига между током и напряжением:

$$\varphi_1 = \psi_{u1} - \psi_{i1}, 0^\circ \leq \varphi_1 \leq 90^\circ, \quad (6.3)$$

$$\varphi_k = \psi_{uk} - \psi_{ik}, 0^\circ \leq \varphi_k \leq 90^\circ,$$

где φ_1 и φ_k – фазовый сдвиг между напряжением и током основной гармоники и гармоник высших порядков на входе счетчика, соответственно.

Углы φ_1 и φ_k определяются величиной комплексного сопротивления приемника электрической энергии. Обычно чаще всего характер нагрузки электроприемников активно-индуктивный, т.е. углы φ_1 и φ_k находятся в диапазоне от 0° до 90° .

$$\begin{aligned}\cos \varphi_1 &\geq 0; P_1 \geq 0; W_1 \geq 0; \\ \cos \varphi_k &\geq 0; P_k \geq 0; W_k \geq 0.\end{aligned}\tag{6.4}$$

В этом случае потребители первой группы вынуждены оплачивать сумму энергий основной гармоники и гармоник высших порядков, таким образом, оплачивая ненужную им энергию гармоник. Конечно, для изолированной системы, в которой генерация и потребление принадлежит одному субъекту, данный аспект будет только важен при техническом учете электроэнергии. Но тем не менее, данное обстоятельство следует учитывать при планировании развития изолированных СЭС.

Рассмотрим третий случай (рисунок 6.3). В этом случае приемник электроэнергии второй группы генерирует гармонику с номером k , т.е. данная гармоника поступает от электроприемника в сеть.

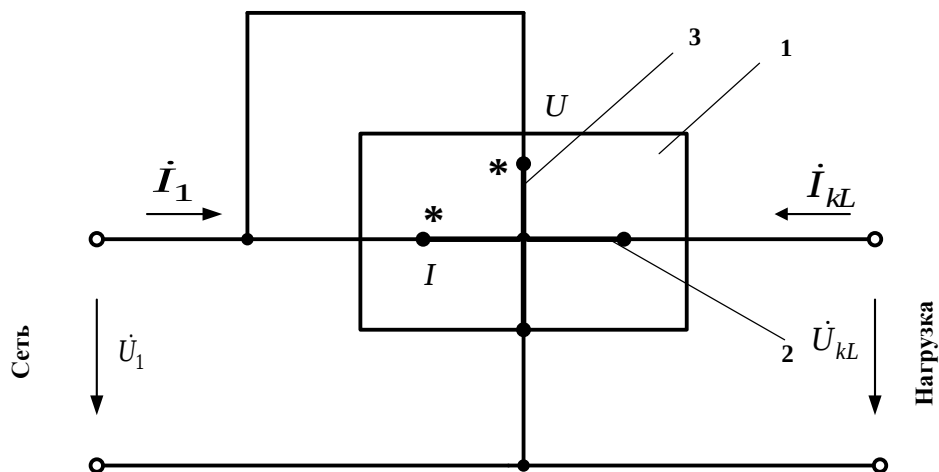


Рисунок 6.3 – Схема включения счетчика для третьего случая

Пусть данный случай является идеализированным и напряжение питающей сети гармоник высших порядков не содержит.

$$\varphi_k = \psi_{uk} - \psi_{ik}, 90^\circ \leq \varphi_k \leq 180^\circ. \quad (6.5)$$

Угол φ_k определяется внутренним сопротивлением генератора гармоник высших порядков.

$$\begin{aligned} \cos \varphi_1 &\geq 0; P_1 \geq 0; W_1 \geq 0; \\ \cos \varphi_k &< 0; P_k < 0; W_k < 0. \end{aligned} \quad (6.6)$$

Остается открытым вопрос о величине и знаке энергии гармоник. В современной литературе по качеству электрической энергии данный вопрос сформулирован как определение вклада отдельных электроприемников в общий состав гармонических колебаний сети [186]. Имеются разные методы определения такого вклада с помощью измерения уровня гармонических колебаний высших порядков сети до и после отключения отдельного электроприемника [186]. Но результаты таких измерений имеют достаточно большой разброс, который связан с непредсказуемостью изменений режимов работы других электроприемников. Также на практике не уделяется внимание спектральному составу напряжения сети и распределению энергии гармоник высших порядков по отдельным составляющим. Рассматривается поток энергии гармоник, идущий от питающей сети, с точки зрения того, чтобы он находился в рамках, обеспечивающих надежную и высокопроизводительную работу приемника электрической энергии. Предлагаемый реверсивный способ раздельного измерения энергии основной гармоники и гармоник высших порядков является реальным способом решения по определению вклада в гармонические искажения каждого отдельного электроприемника.

Рассмотрим векторные диаграммы обоих случаев, когда гармоники поступают из сети потребителю, и наоборот, когда гармоники поступают от потребителя в питающую сеть. На рисунке 6.4 представлен первый случай, когда гармоники поступают из сети к электроприемнику. На рисунке 5.5 проиллюстрировано, когда гармоники высших порядков поступают от электроприемника в питающую сеть. Для упрощения построений векторных

диаграмм полагается, что сопротивления приемника и генератора гармоник являются чисто активными.

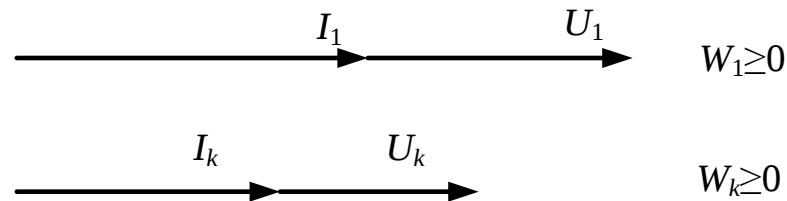


Рисунок 6.4 – Векторная диаграмма для случая, когда гармоники поступают из сети к приемнику электрической энергии

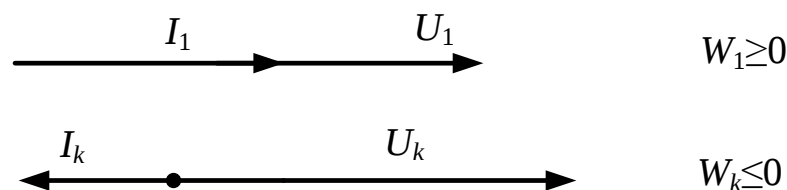


Рисунок 6.5 – Векторная диаграмма для случая, когда гармоники высших порядков поступают от электроприемника в питающую сеть

Из теоретической электротехники известно, что сдвиг фаз между напряжением и током численно равен углу сдвига на векторной диаграмме между изображающими данные вектора. В результате построения векторных диаграмм был получен неожиданный результат: во втором случае, когда гармоники от потребителя поступают в сеть, суммарная активная энергия меньше энергии основной гармоники как раз на величину энергии гармоник высших порядков. Т.е. потребитель второй группы при расчетах с энергоснабжающей организацией платит за электроэнергию меньше, чем нужно.

Но с другой стороны, потребители электроэнергии бывают разные.

Потребители, которые преобразуют электрическую энергию в тепловую (например, электродвигательная), используют обе энергии: энергию основной и энергию гармоник высших порядков и должны их оплачивать. Для таких потребителей важна суммарная энергия, а наличие гармонических составляющих в питающем напряжении не заслуживает особого внимания.

Потребители, которые преобразуют электрическую энергию в механическую с помощью машин переменного тока, используют только энергию основной гармоники. Энергия гармоник высших порядков оказывает негативное воздействие на таких потребителей, так как снижает экономические показатели работы электрических машин.

Особо следует отметить потребителей, которые генерируют гармоники высших порядков и энергия которых поступает в питающую сеть и, естественно, передается в дальнейшем остальным потребителям, которые подключены к данной электрической сети.

Итак, в случае «а» (рисунок 6.4) потребители первой группы производят оплату за суммарное значение энергий основной и гармоник высших порядков, а в случае «б» (рисунок 6.5) потребители второй группы производят оплату за разность энергий основной и гармоник высших порядков. Таким образом, возникает двойная несправедливость.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что необходим отдельный учет основной гармоники и гармоник высших порядков. Это должен обеспечить счетчик активной энергии, который позволяет осуществлять такое раздельное измерение.

6.2. Обобщенная схема интеллектуального счетчика

Современная элементная база позволяет решить задачу раздельного измерения энергии основной гармоники и гармоник высших порядков.

На рисунке 6.6 [311-313] представлена структурная схема однофазного интеллектуального счетчика для раздельного измерения энергии основной гармоники и гармоник высших порядков. В данной схеме приняты следующие обозначения: 1 – блок, формирующий напряжения u_u и u_i , которые пропорциональны величинам напряжения u и тока i нагрузки L ; 2 – цифровой счетчик полной энергии; 3, 4 – фильтры низких частот; 5 – блок измеряющий

длительность периода основной гармоники; 6, 7 – аналого-цифровые преобразователи; 8 – счетчик энергии гармоник высших порядков; 9 – устройство сравнения.

Принцип работы интеллектуального счетчика состоит в следующем. Блоком 1 вырабатывается сигнал в виде напряжений u_u и u_i . Величины этих напряжений пропорциональны напряжению и току электроприемника, соответственно. Величину напряжения u_u возможно получить путем использования измерительного трансформатора напряжения, а для сети 0,4 кВ - используя резистивный делитель напряжения.

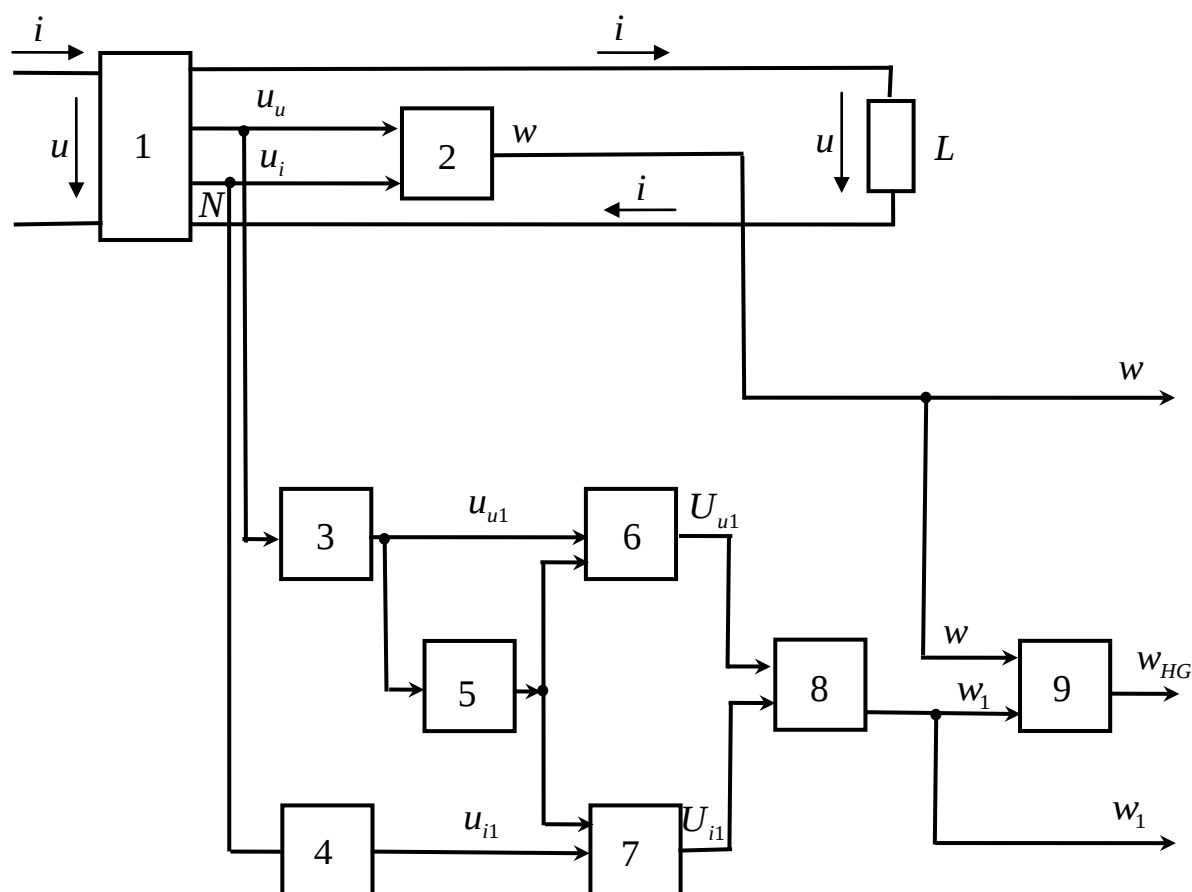


Рисунок 6.6 – Структурная схема счетчика электроэнергии раздельного измерения энергии основной гармоники и гармоник высших порядков

Значение u_i возможно получить, используя измерительный трансформатор тока. Для измерения основной гармоники производится выделение первых гармоник напряжений u_{u1} и u_{i1} . Величины уровней

напряжений u_u и u_i находятся в пределах динамического диапазона аналого-цифровых преобразователей. Это дает возможность для выделения основной гармоники использовать активные электронные фильтры низких частот, которые позволяют без ослабления пропускать основную гармонику и ослаблять практически до нулевых значений гармоники высших порядков.

Традиционный цифровой счетчик полной энергии 2 измеряет суммарную энергию основной гармоники и гармоник высших порядков электроприемника L . Блоки 3 и 4 пропускают основные гармоники u_{u1} и u_{i1} . При помощи блока 5 измеряется длительность периода основной гармоники питающего напряжения. Затем блоком 5 вырабатываются тактовые импульсы, которые позволяют управлять работой цифровых устройств счетчика (блоки 6, 7, 8, 9) [313].

Блоки 6 и 7 вырабатывают в цифровой форме напряжения, пропорциональные величинам основных гармоник напряжения и тока приемника, соответственно. Блок 8 осуществляет измерение величины мощности основной гармоники электроприемника. На вход данного устройства поступают цифровые сигналы с малым шагом выборки. Величина данного шага выборки определяется частотой гармоники, вносящей реальный вклад в суммарную энергию гармоник. Блок 9 определяет абсолютную величину, также знак разности $W - W_1 = W_{HH}$. Сигналы о величинах W , W_1 и W_{HH} по каналам связи подаются в управляющую систему.

Итак, возможны два случая: когда мощность гармонических составляющих высших порядков $W_{HH} > 0$ и случай, когда $W_{HH} < 0$. В первом случае энергия гармоник поступает в электроприемник из питающей сети. Во втором случае энергия гармоник высших порядков от приемника поступает в питающую сеть. Таким образом, данный интеллектуальный счетчик позволяет одновременно производить измерение величин трех активных энергий. В частности: W - суммарную энергию, по величине которой производятся взаиморасчеты с потребителями индифферентными к уровню гармонический колебаний высших порядков; W_1 - энергию основной гармоники, по величине

которой производятся взаиморасчеты с потребителями; W_{HH} - энергию гармоник высших порядков.

Автором совместно с Солониной Н.Н., Герасимовым Д.О. была разработана программа определения мощностей гармонических составляющих высших порядков в электроэнергетической системе [314]. Результаты расчетов использовались при исследованиях, приведенных в данной главе.

6.3. Распределенная система мониторинга и управления распределением гармонических составляющих в электрической сети

Как уже отмечалось выше, для повышения эффективности работы изолированных систем электроснабжения необходимо контролировать распределение основной и гармоник высших порядков в различных сечениях питающей сети [315-317], так как наличие гармоник снижает эффективность использования электрической энергии [186, 318, 319].

На базе анализа распределения гармоник высших порядков в различных сечениях энергосистемы возможно вырабатывать сигналы управления работой частотоподающих цепей: управляемых конденсаторных компенсирующих устройств, реакторов, активных и пассивных фильтров и т.д. Для осуществления данной процедуры имеется возможность использовать устройства векторных измерений (PMU). Данные устройства используются в качестве источника первичной информации в различных точках сети. В последнее время эти регистраторы уже нашли широкое применение для мониторинга режимов работы энергетических систем. Для этого в узловых точках энергосистемы (генераторы, распределительные подстанции, подстанции потребителей) устанавливаются датчики для измерения мгновенных значений токов и напряжений. Информация с таких датчиков с помощью спутниковой связи передается в центр управления. Это позволяет осуществить мониторинг режимов.

Имеется возможность применить данные сигналы, в том числе и для контроля качества электроэнергии. Для этих целей необходимо использовать предложенный выше интеллектуальный счетчик раздельного измерения энергий основной гармоники и гармоник высших порядков [316]. На вход счетчика через мультиплексор поступает информация о величинах токов и напряжений в различных точках энергетической системы. После обработки данной информации принимается решение о воздействии с использованием аппаратуры динамического компенсатора искажения напряжений (ДКИН) на переменные (управляемые) реактивные элементы - емкость C_r и индуктивность L_r .

Для успешного функционирования энергосистемы, необходима система распределенного мониторинга качества электроэнергии [320, 321]. В настоящем исследовании мониторинг качества ограничивается уровнем энергии гармонических колебаний высших порядков в питающем напряжении. Для этого измеряются потоки энергии гармоник в различных точках и сечениях системы в режиме реального времени. Для технической реализации этого подхода имеются предпосылки. Это, прежде всего, как уже отмечалось ранее, связано с целесообразностью использования устройств РМУ. Данное устройство дает возможность осуществлять измерения величин мгновенных значений тока и напряжения в различных сечениях системы и передавать эту информацию в центр управления. Обычно такая информация применяется для регистрации векторных параметров энергетических систем [321-323].

Предлагается первичную информацию, полученную с помощью устройств РМУ, использовать для определения потоков энергии гармоник высших порядков в разных сечениях при помощи интеллектуального счетчика, описанного в предыдущем параграфе [311, 313, 324]. Второй предпосылкой является то обстоятельство, что в последнее время находят все большее применение устройства ДКИН, позволяющие осуществлять изменение величин реактивных элементов электрической сети.

Реализовать систему управления параметрами нескольких реактивных элементов достаточно сложно, поэтому предлагается использовать метод последовательных приближений. Сущность состоит в том, чтобы, произвольно изменяя в небольших пределах один из параметров, например, регулируемую индуктивность, осуществлять наблюдение за реакцией системы. В качестве целевой функции используется отношение мощности основной гармоники P_1 к мощности гармоник высших порядков P_{HH} , получаемой на выходе счетчика.

$$\frac{P_1}{P_{HH}} = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) \quad (6.7)$$

где $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ - значения переменных реактивных элементов, влияющих на частотные свойства цепи.

Следует отметить, что x_1, x_2 являются переменными величинами, которые можно изменять дистанционно с центра управления. Величины x_3, x_4 и т.д. являются квазипостоянными и изменяются в процессе изменения режимов работы системы.

На рисунке 6.7 представлена упрощенная схема замещения изолированной системы электроснабжения. Для демонстрации подхода, в качестве примера при расчетах принимается, что в напряжении присутствует только третья гармоника. Она генерируется как источником (генератором) e_g , так и нелинейной нагрузкой e_3 , а также имеются два переменных реактивных элемента: емкость C_r , индуктивность L_r .

С целью определения принципиальной возможности настройки переменных величин в автоматическом режиме и для пояснения подхода рассмотрим частный случай [325, 326]. Пусть необходимо обеспечить максимально высокое качество электрической энергии в точке присоединения (ab) линейного электроприемника. Примем, что индуктивность генератора L_g , распределенная емкость C_d , распределенная индуктивность L_d и индуктивности потребителей L_{nc} и L_{lc} являются неизменными. А регулируемая

емкость C_r , индуктивность регулируемого реактора L_r , считаются переменными величинами.

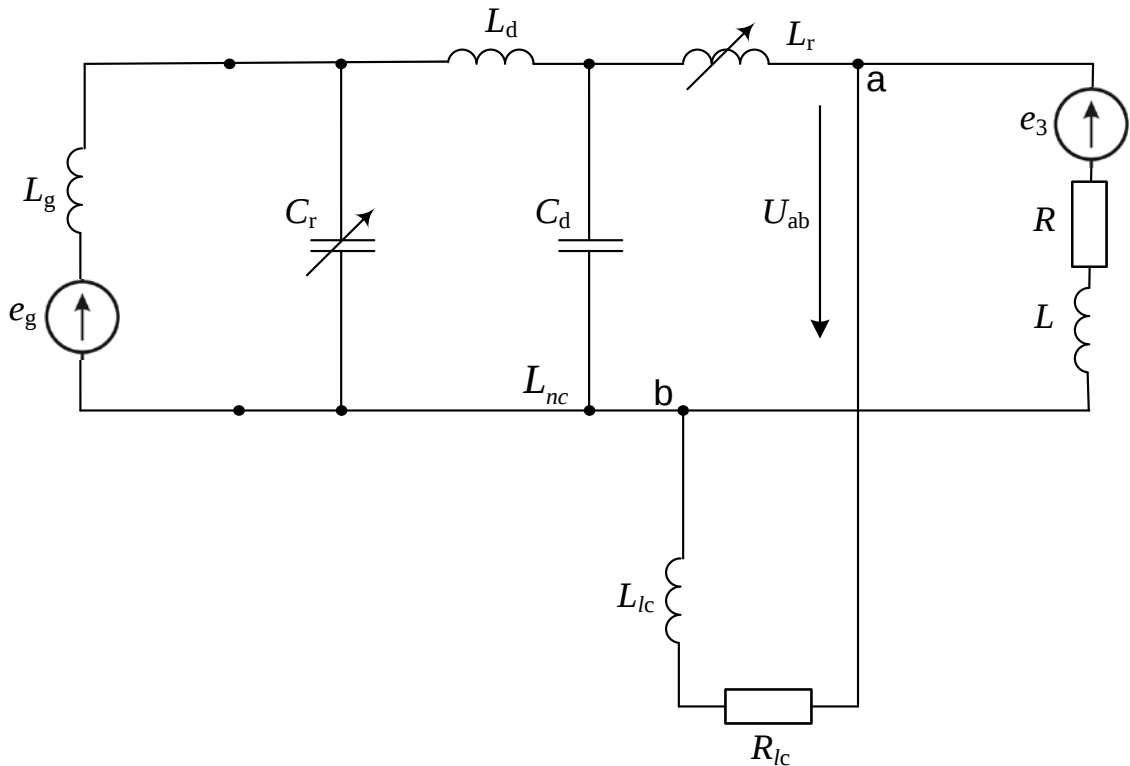


Рисунок 6.7 – Схема замещения изолированной энергосистемы

На рисунке 6.8 графически представлена процедура определения максимума целевой функции при двух изменяющихся параметрах цепи [325]. В данном случае x_1 - переменная емкость, а x_2 - переменная индуктивность. В приведенную модель введем исходные числовые параметры постоянных величин x_3 , x_4 и др., а также минимальные значения диапазона изменения переменных x_1 и x_2 . Затем, зафиксировав первое значение переменной x_2 в начале установленного диапазона (x_{21}), увеличиваем переменную x_1 с шагом Δx_1 , от минимального до максимального значения диапазона. Для каждого значения параметра x_1 производится расчет отношения P_1/P_{HH} на участке цепи (ab) (рисунок 6.7). Для этого применяются традиционные методы расчета электрических цепей. Находим значение $x_{1\max}$, которое соответствует максимуму целевой функции (6.7), при данном значении x_{21} . Полученные

значения $x_{1\max}$ и x_{21} , а также значение величины целевой функции $f_{\max 1}$ заносятся в память логического устройства.

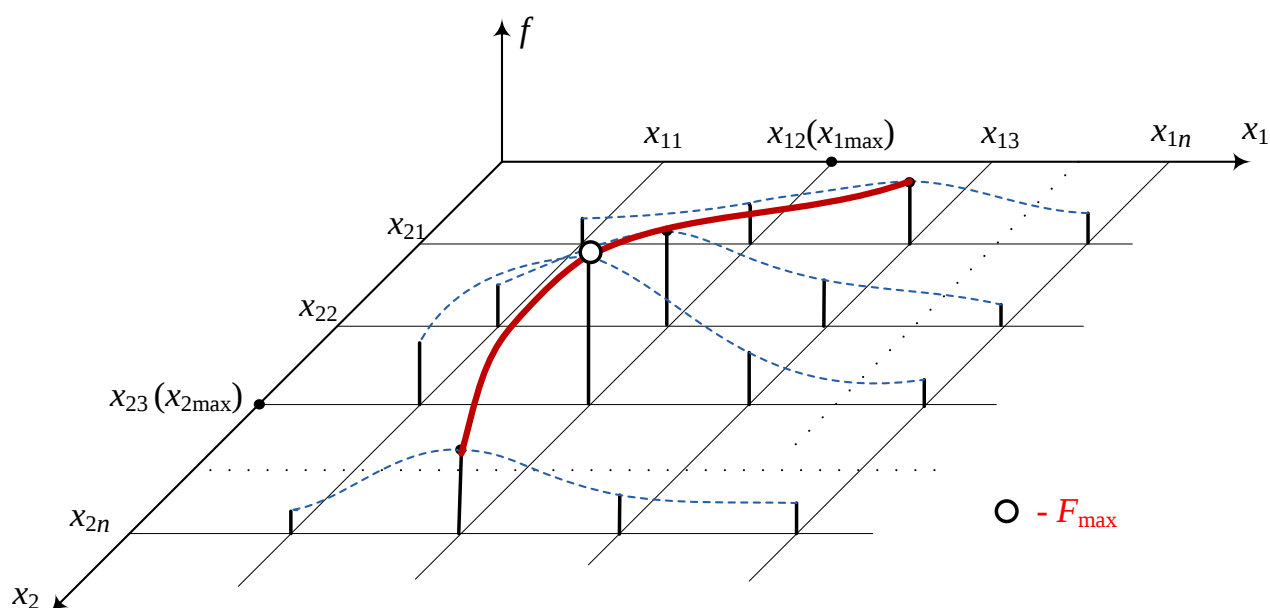


Рисунок 6.8 – Определение максимума целевой функции

Затем дается приращение переменной x_2 с шагом Δx_2 и получается:

$$x_{21} + \Delta x_2 = x_{22}. \quad (6.8)$$

Далее операция изменения x_1 снова повторяется для всего диапазона. В результате находим значение $x_{1\max 2}$ при x_{22} . Этот процесс продолжается до достижения переменной x_2 верхнего предела диапазона ее изменения. Логическое устройство обрабатывает полученный массив данных, после чего определяются конечные значения величин $x_{1\max}$, $x_{2\max}$. Эти значения соответствуют наибольшему из максимумов целевой функции. Затем они поступают на логическое устройство, которое вырабатывает выходной сигнал для управления исполнительными устройствами динамического компенсатора искажения напряжений. В свою очередь, устройство ДКИН изменяет значения f_1 и f_2 до $f_{\max 1}$ и $f_{\max 2}$.

Представленная методика позволила осуществить только предварительное определение оптимальных значений переменных, так как не

учитывались различные влияющие факторы. В частности: не все гармоники высших порядков, другие источники гармоник высших порядков и т. д.

6.4. Техническая реализация подхода управления распределением гармонических составляющих

При технической реализации этого метода для определения истинных значений переменных x_1 и x_2 необходимо осуществить вышеописанную процедуру путем реального изменения параметров. В качестве регистратора целевой функции выступает интеллектуальный счетчик раздельного измерения энергии гармоник и энергии основной гармоники, что позволяет определить значение реальной целевой функции F_{max} и значения локальных максимумов $f_{max_1} - f_{max_n}$. В соответствии с этим исполнительные устройства изменяют значения переменных x_1 и x_2 .

Для обеспечения требуемого качества электрической энергии (содержание гармонических составляющих высших порядков на входе подстанции) в необходимом диапазоне требуется, чтобы значение целевой функции (6.7) было ниже заданного значения ε .

$$\frac{P_1}{P_{HH}} \geq \varepsilon , \quad (6.9)$$

Согласно европейскому стандарту BS EN 50160:2010, допустимый уровень гармоник в сетях среднего напряжения не превосходит 0,08 по отношению к основной гармонике, т.е. отношение должно быть:

$$\frac{P_1}{P_{HH}} \geq \frac{1}{0,08} = 12,5 , \quad (6.10)$$

На рисунке 6.9 представлена структурная схема управления качеством питающего напряжения на основе поиска максимума целевой функции (6.7).

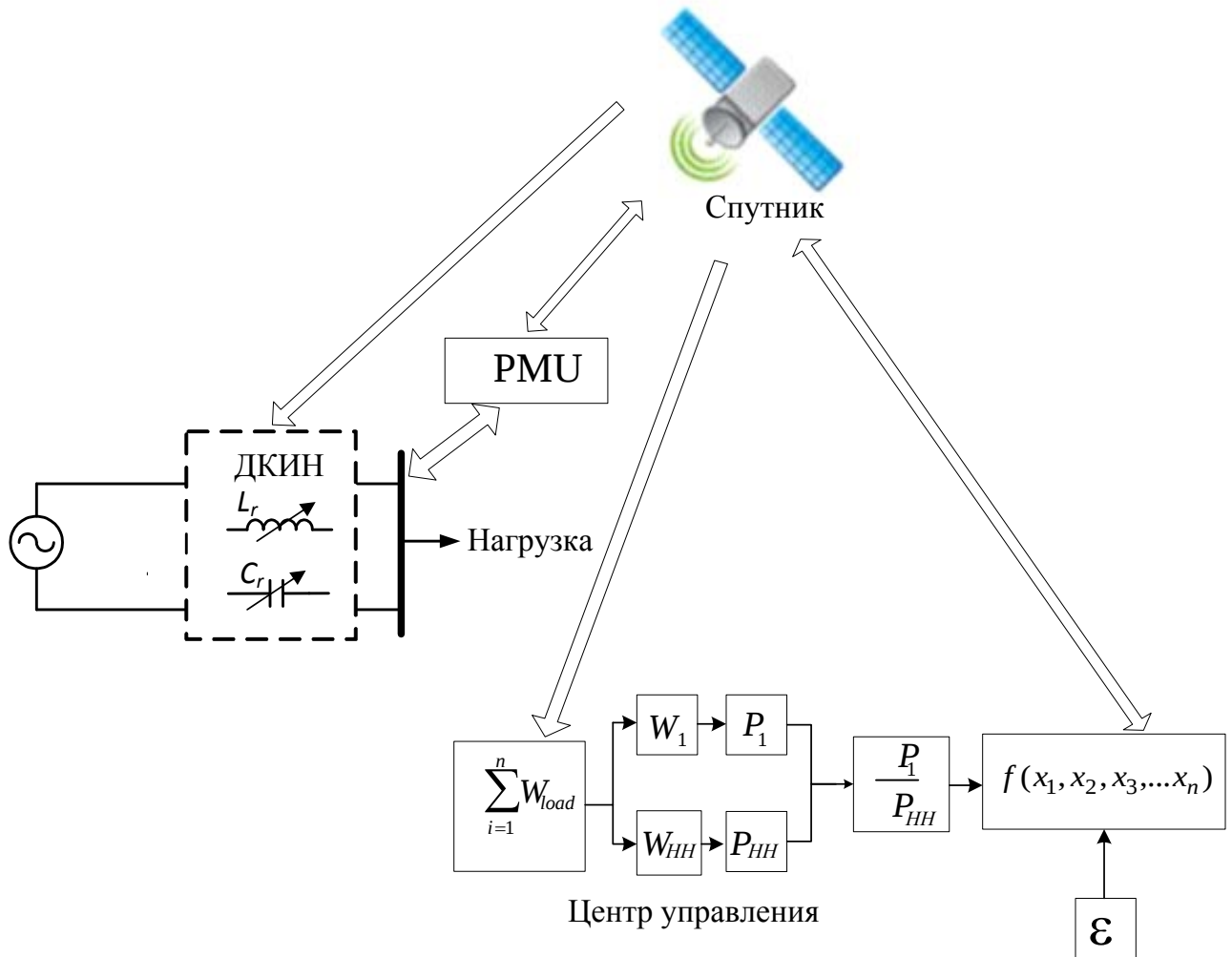


Рисунок 6.9 – Схема управления качеством питающего напряжения

Значение F_{max} соответствует минимальному значению гармоник в питающем напряжении. На схеме показаны регулируемые элементы x_1 и x_2 : емкость C_r и индуктивность L_r , значения которых изменяются с помощью устройств ДКИН.

Аналоговые сигналы мгновенных значений тока i и напряжения u на входе подстанции с датчиков тока и напряжения поступают на устройство PMU, которое передает эти значения через спутник GPS в центр управления на вход интеллектуального счетчика, предложенного выше [311-313]. Интеллектуальный счетчик измеряет суммарную энергию, а также отдельно энергию основной гармоники и энергию гармоник иных порядков. В счетчике энергия преобразуется в мощность и на выходе из него получаем отдельно

сигналы, пропорциональные P_1 и P_{HH} , которые поступают на вход цифрового делителя. С выхода цифрового делителя отношение P_1/P_{HH} , которое является целевой функцией (6.7), поступает на вход логического устройства.

После завершения процедуры изменения величин переменных x_1 и x_2 , с помощью логического устройства определяется максимальное значение целевой функции F_{max} и значения переменных x_1 и x_2 , которые соответствуют этому максимуму. В этом случае логическим устройством вырабатывается сигнал управления элементами системы ДКИН, которые изменяют значения переменных x_1 и x_2 до их оптимальных значений.

Алгоритм поиска экстремума целевой функции представлен на рисунке 6.10 [327].

Величина P_1/P_{HH} сравнивается с заданным значением ε на соответствие условию (6.9). Если это условие выполняется, качество электроэнергии соответствует предъявляемым требованиям, и дальнейшей коррекции не требуется. Если условие не выполняется, то с выхода логического устройства управляющий сигнал через спутник GPS подается на ДКИН для регулирования переменных параметров $x_1(L)$ и $x_2(C)$ согласно ранее описанной процедуре последовательных приближений. Следует отметить, что целесообразнее производить грубую регулировку с помощью $x_1(L)$, а более тонкую с помощью $x_2(C)$. В качестве пороговой величины для осуществления точной либо грубой настройки принята величина 3ε .

На базе описанного алгоритма автором, совместно с Солониной Н.Н. и Герасимовым Ю.Д. была разработана программа для расчета и управления уровнем гармонических составляющих в питающей электрической сети [328]. Данная программа использует встроенный язык программирования PYTHON.

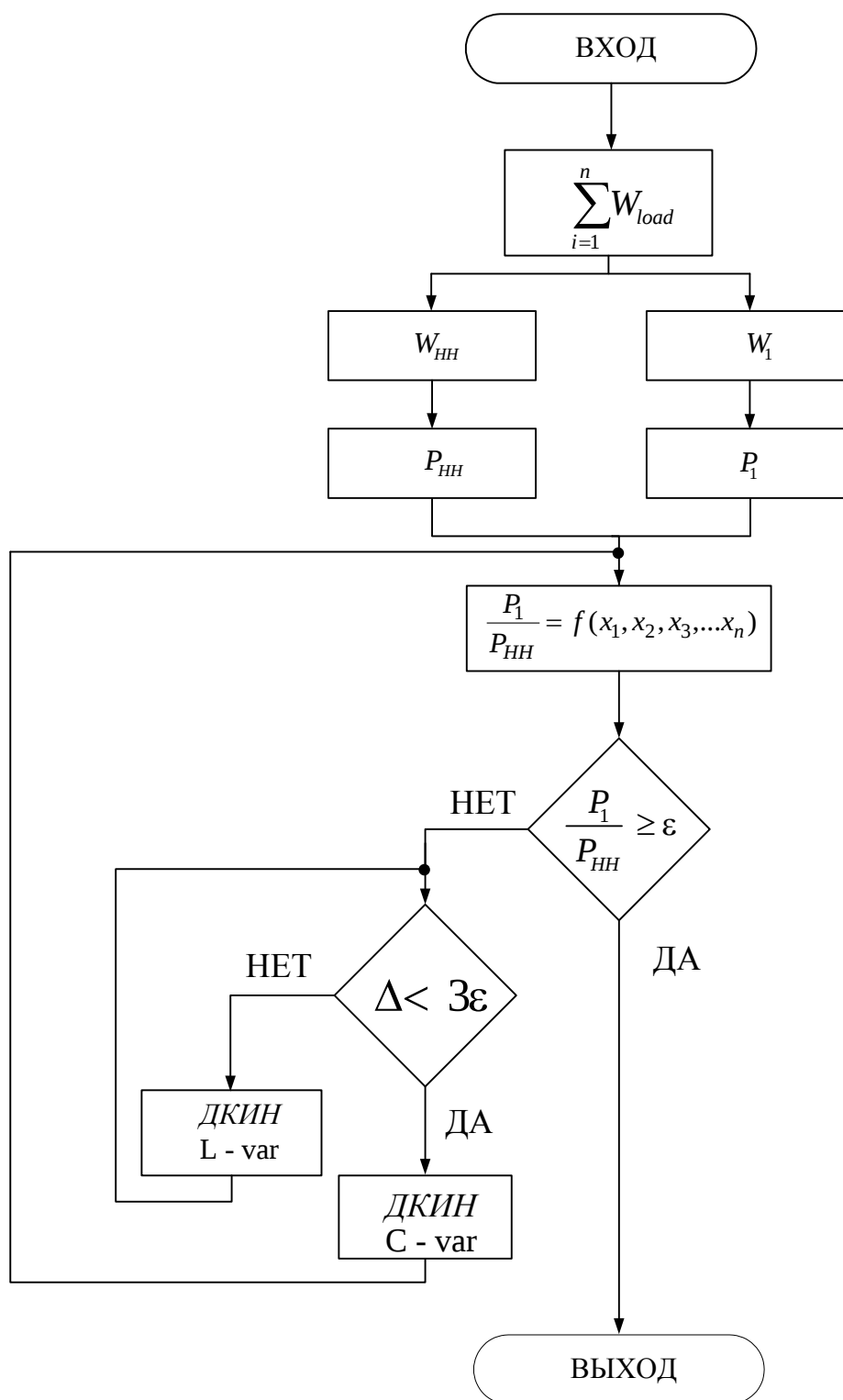


Рисунок 6.10 – Блок-схема алгоритма нахождения экстремума целевой функции

Ввиду того, что система распределенного мониторинга гармонических искажений работает в режиме реального времени, то имеется возможность обеспечения непрерывного режима минимально возможного содержания доли

гармоник в контрольных точках. Данная методика может быть использована и в случаях более разветвленных схем. В этом случае перед счетчиком требуется установить мультиплексор. Это дает возможность осуществить оптимизацию частотных режимов в нескольких точках присоединений электрической сети.

Данная процедура осуществляется в режиме текущего времени. Это позволяет производить непрерывную настройку изолированной системы электроснабжения на режим, близкий к оптимальному с точки зрения содержания гармоник высших порядков в питающем напряжении в выбранных точках присоединения.

6.5. Основные положения подхода для управления уровнями напряжений и частотой в изолированной системе электроснабжения

Одно из направлений устранения недопустимых отклонений напряжения и частоты при использовании возобновляемых источников электрической энергии в составе изолированных электроэнергетических систем является применение быстродействующей системы управления. Реализация этой задачи возможна при наличии соответствующего математического аппарата. В настоящее время настройки параметров системы управления выбираются для номинальной рабочей точки процесса. Отклонение от данного режима приводит к несоответствию параметров настройки контроллеров и физического процесса. Наиболее эффективным в соответствии с теорией управления является управление с прогнозирующей моделью [329-334]. Для оптимизации выбора параметров систем управления необходим быстродействующий математический аппарат (модель), позволяющий в режиме реального времени получить параметры настройки систем автоматического управления для каждого конкретного режима.

Математический аппарат должен отвечать требованиям:

- достоверно отображать объект управления во всем диапазоне изменения характеристик объекта управления;

- позволять по реальным характеристикам объекта получать адекватное математическое описание;

- иметь высокое быстродействие при технической реализации.

Применяются для реализации управления с моделью следующие математические описания технических объектов [335-339]:

- системы линейных дифференциальных уравнений;

- уравнения в пространстве состояний;

- передаточные функции объекта;

- нули и полюсы системы.

Эти модели имеют недостатки, к которым, в частности, можно отнести следующие:

- несоответствие требованиям быстродействия;

- линеаризация дифференциальных уравнений для характерного режима работы.

Рассмотрим условную схему изолированной системы электроснабжения, которая включает в себя выбранные источники генерации и нагрузку (рисунок 6.11).

Опыт, полученный при эксплуатации изолированных систем электроснабжения, обнаруживает некоторые серьезные проблемы при настройке автоматических контуров управления, а именно [340]:

- отсутствие комплексного подхода, поскольку элементы энергетических систем рассматриваются отдельно друг от друга;
- проблема получения общих алгоритмов для управления системой генерации, которая связана со сложностью традиционных математических инструментов.

В ряде случаев целесообразно вместо дизель - генератора использовать газотурбинную или газопоршневую установку.

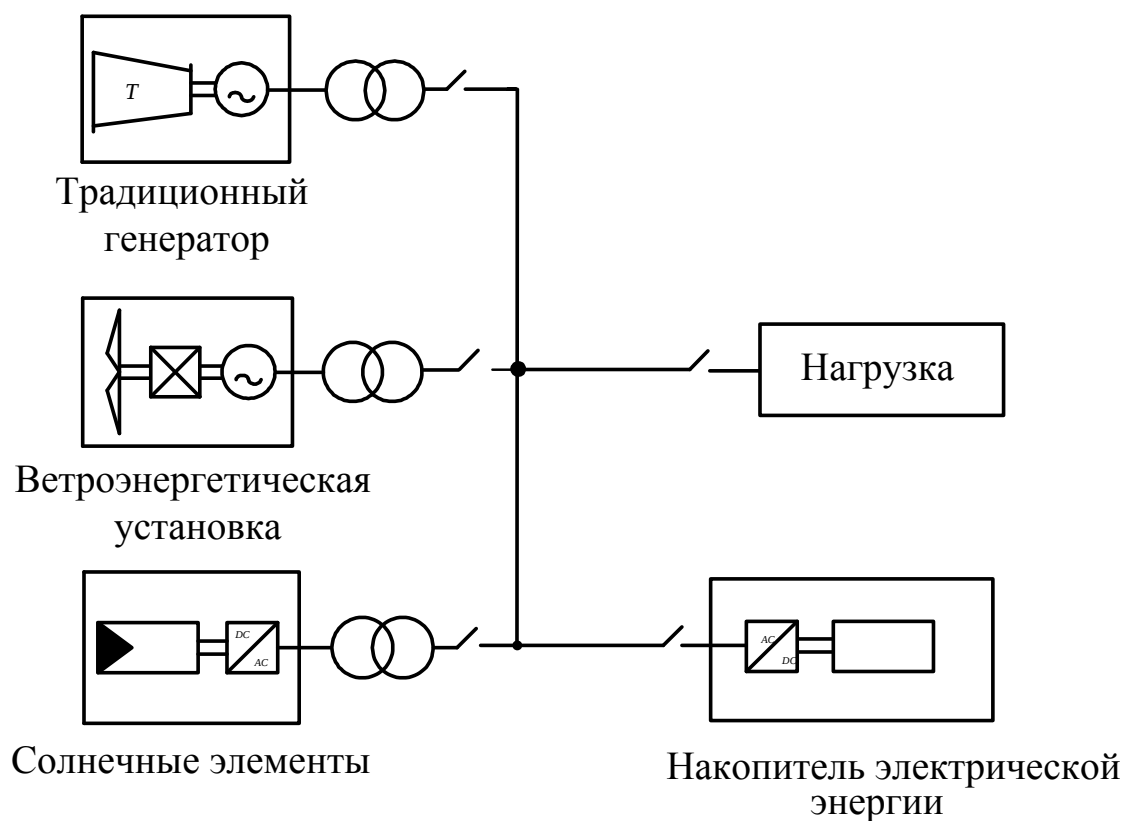


Рисунок 6.11 – Схема изолированной системы

На рисунках 6.12, 6.13 приведены структурные схемы газотурбинной и газопоршневой установок.

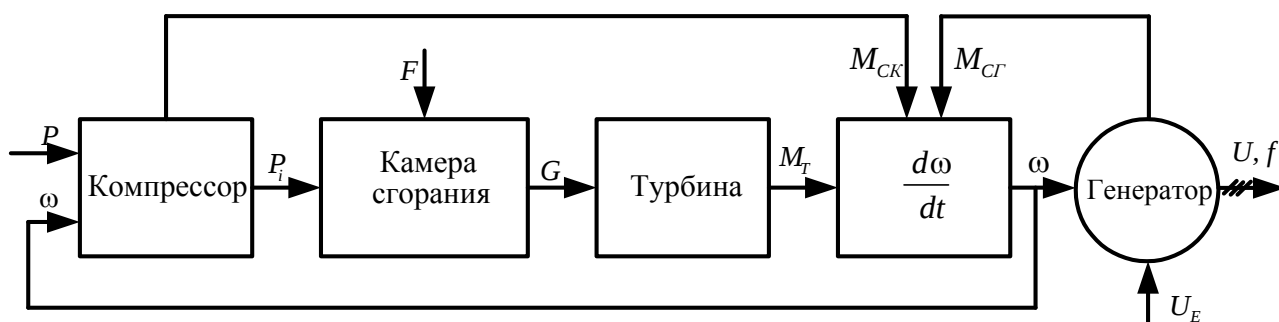


Рисунок 6.12 – Структурная схема одновальной газотурбинной установки:

U_E – напряжение возбуждения; U – напряжение на выходе генератора; f – частота сети; P – давление воздуха на входе в компрессор; ω – угловая частота вращения; P_i – давление на выходе компрессора; F – топливо, поступающее в камеру сгорания; G – расход газа; M_{CK} – момент сопротивления на валу газовой турбины, создаваемый компрессором; M_{CG} – момент сопротивления, создаваемый на валу турбины электрическим генератором

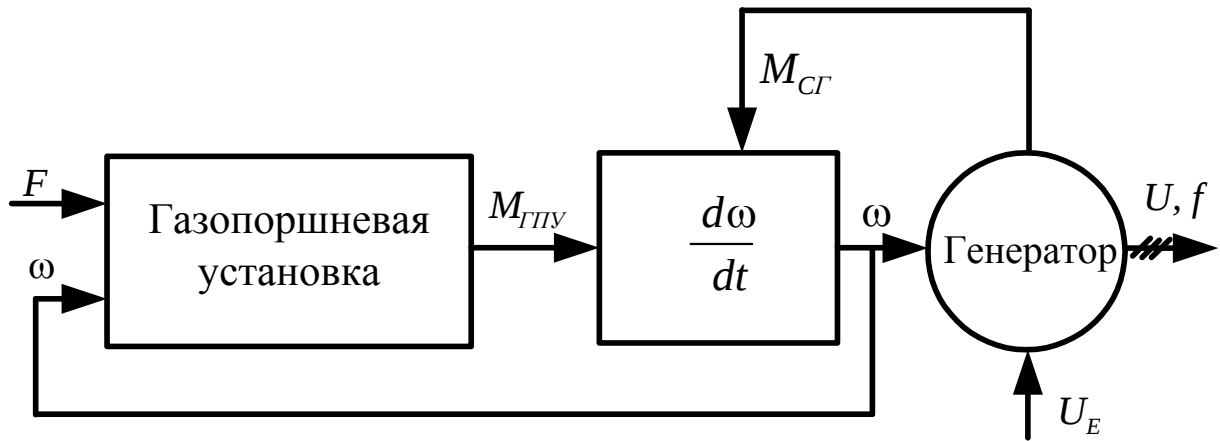


Рисунок 6.13 – Структурная схема газопоршневой установки:

$M_{ГПУ}$ – момент на валу газопоршневой установки

Структурная схема ветроэнергетической установки приведена на рисунке 6.14, а схема солнечной электростанции приведена на рисунке 6.15.

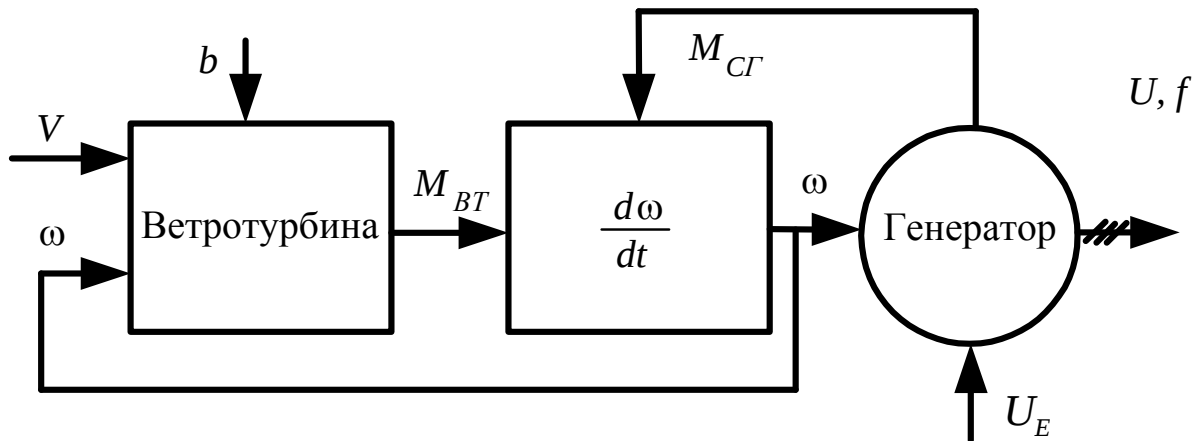


Рисунок 6.14 – Структурная схема ветроэнергетической установки:

V – скорость ветра; b – угол атаки лопасти турбины; $M_{ВТ}$ – вращающий момент, создаваемый ветротурбиной

Анализ схем (рисунки 6.12 - 6.15) показывает, что каждое из устройств имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при построении автоматической системы управления. В газопоршневых и газотурбинных установках возможно полностью контролировать входные параметры. Характер динамических процессов в них главным образом определяется наличием вращающихся масс и электромагнитными составляющими переходных

процессов в генерирующих устройствах. Газопоршневая и газотурбинная установки, также как и дизельный генератор могут рассматриваться как детерминированные устройства с наличием инерционных звеньев.

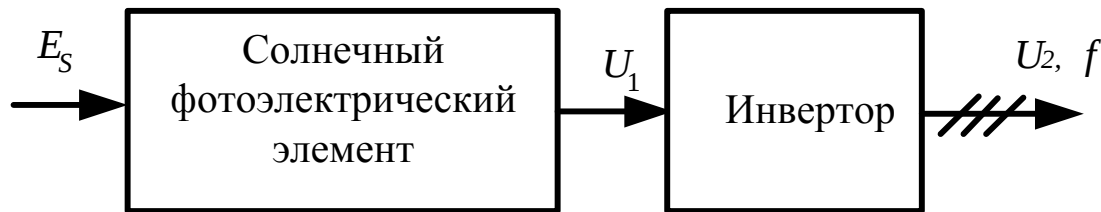


Рисунок 6.15 – Структурная схема солнечной электростанции: E_S – солнечная энергия, U_1 – напряжение на выходе солнечной панели

Анализ структурной схемы ветроэнергетической установки позволяет рассматривать ее как недетерминированную инерционную систему. Генерация с применением ветроэнергетических установок является примером нестационарного режима работы генерирующих устройств. Эффективное применение данного класса устройств проблематично без применения быстродействующей системы управления.

Анализ структурной схемы солнечной электростанции позволяет рассматривать ее как недетерминированную безынерционную систему.

Из перечисленного класса устройств ветроагрегат является наиболее сложным в качестве объекта управления, т.к. представляет собой, как было указано выше, недетерминированную инерционную систему. Поэтому быстродействующий математический аппарат, позволяющий построить систему управления с прогнозирующей моделью для ветроагрегата, несомненно, универсален. Этот аппарат будет применим для построения систем управления как солнечной электростанции, так и газопоршневых и газотурбинных установок, дизельных генераторов а также гибридных источников, объединяющих перечисленные.

Традиционно задача решается следующим образом. В качестве математического описания берется система линейных дифференциальных уравнений с сосредоточенными параметрами. Данные уравнения получаются в

результате линеаризации нелинейных дифференциальных уравнений с переменными коэффициентами в точке наиболее характерного режима работы. Таким образом, коэффициенты настроек системы автоматического управления являются оптимальными в окрестностях этой точки. При изменениях режима вновь необходимо проводить процедуру расчета оптимальных коэффициентов настройки регуляторов, что невозможно по соображениям быстродействия системы управления.

Поэтому важной задачей является разработка алгоритмов для построения автоматических систем управления ветроагрегатом, в том числе в составе гибридных источников.

Для устранения влияния неопределенностей входных величин на работу ветроустановок при создании системы управления целесообразно применить управление с прогнозирующими моделями [329-334], что дает возможность оперативно реагировать на изменение входных воздействий.

Наиболее целесообразно применение математических моделей в виде интегральных полиномов Вольтерра [341]. Данный математический аппарат универсален и он легко адаптируется для решения различных прикладных задач. В частности, аппарат интегростепенных рядов Вольтерра используется при моделировании технических систем [342-344] и электронных устройств [345], анализе нестационарных временных рядов [346], при моделировании динамических систем [344-353] для описания систем автоматического управления с обратной связью [354].

6.6. Обеспечение необходимых уровней напряжений и частоты в изолированной системе электроснабжения

Для решения задачи обеспечения необходимых уровней напряжений и частоты в изолированной системе электроснабжения рассмотрим в качестве эталонной динамической системы математическую модель ветроагрегата с синхронным генератором, горизонтальной осью вращения и изменяющимся

углом поворота лопастей ветротурбины. Модель представлена на основе [355-358] и имеет следующий вид:

$$Z(t) = \frac{\omega_T(t)R}{V(t)}; z(t) = \left(\frac{1}{Z(t) + 0,08b(t)} - \frac{0,035}{b^3(t) + 1} \right)^{-1}; \quad (6.11)$$

$$C_p(t) = 0,22 \left(\frac{116}{z(t)} - 0,4b(t) - 5 \right) \exp \left(-\frac{12,5}{z(t)} \right); \quad (6.12)$$

$$M_T(t) = \frac{\rho S C_p(t) V^3(t)}{2\omega_T(t)}; \frac{d\omega_T}{dt} = \frac{M_T(t) - M_C(t)}{J}; \omega_T(0) = 0 \quad (6.13)$$

где ω_T - угловая скорость вращения элементов ветроустановки, град/с;

M_T - крутящий момент, создающийся аэродинамической силой, Н·м;

R - радиус ветроколеса, м;

M_C - электромагнитный момент, Н·м;

J - момент инерции движущихся частей ветровой турбины, кг·м²;

ρ - плотность воздуха, кг/м³;

S - ометаемая площадь лопастей ветротурбины, м²;

b - угол наклона лопастей ветротурбины по нормали к направлению ветра, град;

V - скорость ветра, м/с;

C_p - коэффициент использования энергии ветра;

Z - быстроходность;

z - текущее значение быстроходности.

На рисунке 6.16 приведена подсистема блока ветроагрегата, в которой инерционность вращающихся частей ветроустановки и момента инерции ротора синхронного генератора учитывается уравнением динамики (6.13). Источниками электрической энергии могут быть синхронные генераторы различных модификаций.

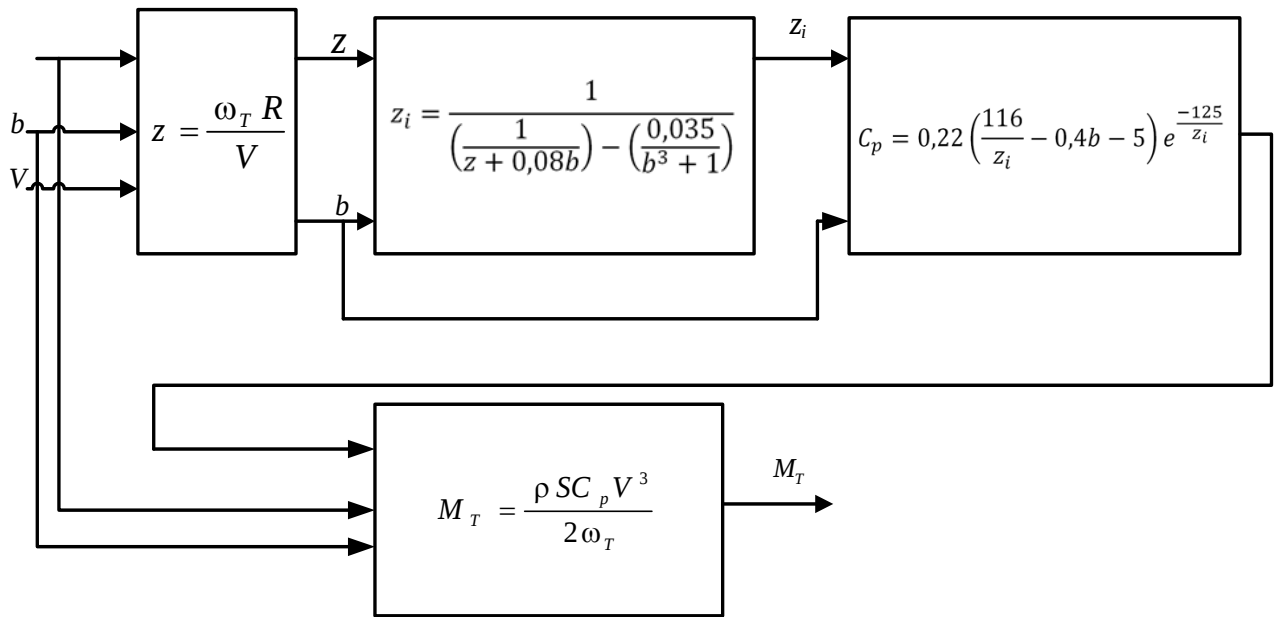


Рисунок 6.16 – Структурная схема подсистемы блока ветроагрегата

Для расчетов использовался программный продукт, разработанный автором совместно с Д.О.Герасимовым [359]. Программа разработана в среде MatLab.

Математическими соотношениями, описывающими функционирование синхронного генератора, являются уравнения обобщенной электрической машины в системе координат d - q .

В данной работе проведено исследование влияния углов поворота лопастей ветроагрегата b и скорости ветра V на угловую скорость вращения ω_T .

Математическая модель динамической нелинейной системы типа “вход-выход” может представляться в виде полинома Вольтерра N -ой степени:

$$y(t) = \sum_{n=1}^N \sum_{1 \leq i_1 \leq \dots \leq i_n \leq p} f_{i_1, \dots, i_n}(t); \quad (6.14)$$

$$f_{i_1, \dots, i_n}(t) = \int_0^t \dots \int_0^t K_{i_1, \dots, i_n}(t, s_1, \dots, s_n) \prod_{m=1}^n x_{i_m}(s_m) ds_m, \quad (6.15)$$

где $t \in [0, T]$, $y(0) = 0$, $y(t) \in C_{[0, T]}^{(1)}$.

Согласно модели (6.14), (6.15), ядра Вольтерра $K_{i_1, \dots, i_n}$ в (6.15) являются передаточными функциями и симметричны по переменным, которые соответствуют совпадающим индексам. Построить интегральную модель в виде (6.14), (6.15) – значит восстановить многомерные функции $K_{i_1, \dots, i_n}$.

Используемая методика идентификации [360-362] основана на задании множества тестовых сигналов. Эти сигналы которые задаются в виде специальных линейных комбинаций функций Хевисайда с отклоняющимся аргументом $e(t)$.

$$e(t) = \begin{cases} 0, & t < 0, \\ 1, & t \geq 0. \end{cases}$$

В этом случае задача идентификации может быть сведена к решению линейных интегральных уравнений Вольтерра I рода.

Рассмотрим применяемый в приложениях случай, когда степень полинома $N=2$ и количество входных сигналов $P=2$ в (6.14) и (6.15), что позволяет рассмотреть нелинейный характер динамики объекта при минимальных вычислительных затратах. В данном случае входными сигналами является отклонение скорости ветра от начального значения и отклонение угла лопасти ветроколеса от начального значения.

Для описания нелинейной динамики $y(t) \equiv \Delta\omega_T(t) = \omega_T(t) - \omega_{T_0}$ ветрогенератора был использован программный комплекс [362-365]. Использовались произвольные входные воздействия $x_1(t) \equiv \Delta b(t) = b(t) - b_0$, $x_2(t) \equiv \Delta V(t) = V(t) - V_0$.

Восстановление переходных характеристик $\hat{K}_1, \hat{K}_2, \hat{K}_{11}, \hat{K}_{22}, \hat{K}_{12}$ из (6.15) проводилось на базе откликов имитационной модели (6.11) - (6.13) ветроагрегата (рисунок 6.17). Для оценки точности интегральной модели, численное решение системы уравнений (6.11) - (6.13) используется в качестве “эталоны”. Для численного решения данной системы уравнений используется метод Рунге – Кутты четвертого порядка.

В частности, практическая идентификация переходных характеристик в стационарной модели в случае скалярного входа

$$\begin{aligned} \Delta\omega_T(t) = & \int_0^t \hat{K}_1(s_1) \Delta b(t-s_1) ds_1 + \\ & + \int_0^t \int_0^t \hat{K}_{11}(s_1, s_2) \Delta b(t-s_1) \Delta b(t-s_2) ds_1 ds_2 \end{aligned} \quad (6.16)$$

проводилась по экспериментальным данным для тестовых возмущающих сигналов

$$\Delta b^\alpha(t, \omega) = \alpha(e(t) - e(t - \omega)), \quad \Delta V(t) = 0,$$

где $\alpha = \pm 10; 0 \leq \omega \leq t \leq 20$, сек;

$e(t)$ – функция Хевисайда.

На рисунке 6.17 представлены отклики имитационной модели (6.11) - (6.13) на входные возмущения $\Delta b(t, \omega) = -10(e(t) - e(t - \omega))$. Величина ω изменялась до значения $T = 20$ сек. Расчет производился для двадцати значений $\omega_1 - \omega_{20}$.

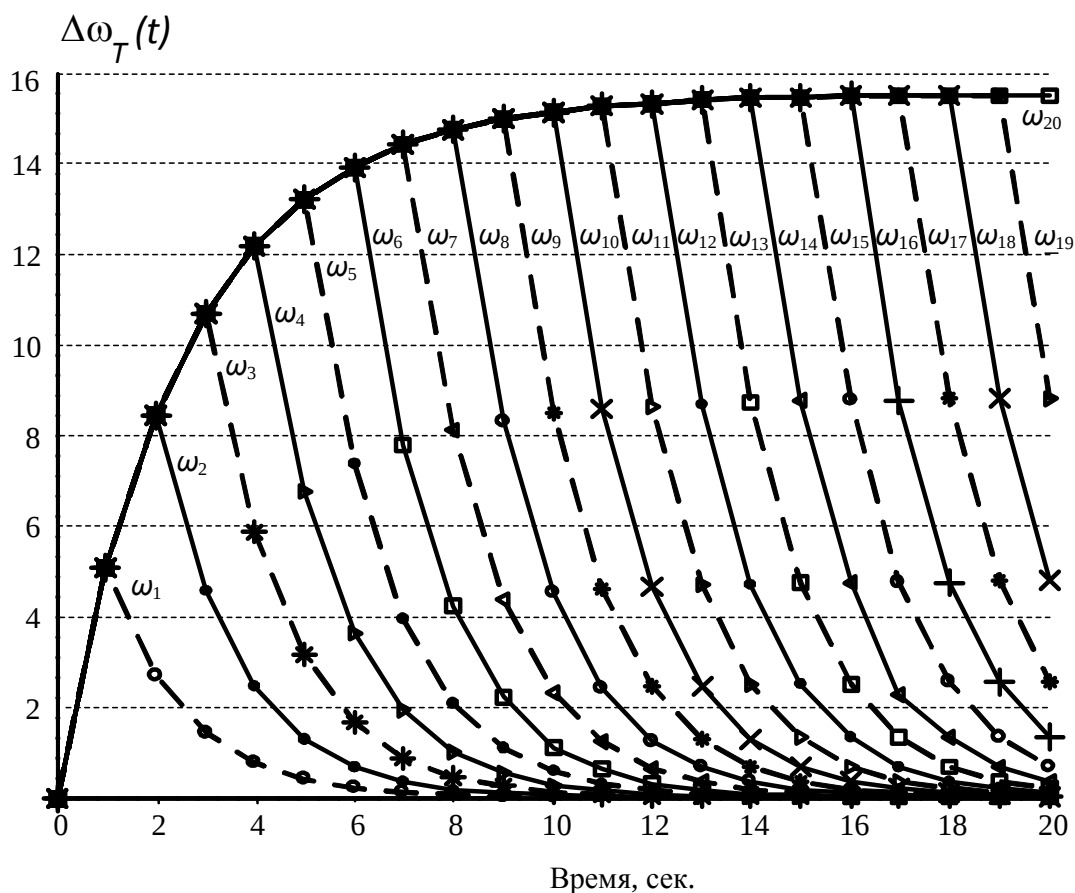


Рисунок 6.17 – Отклики $y^{b_1}(t, \omega)$

Отклики $y^{b_1}(t, \omega)$ имитационной модели (6.11) - (6.13) участвовали в процедуре восстановления ядер Вольтерра из (6.16). Поиск разностного аналога ядер $\hat{K}_1(t)$, $\hat{K}_{11}(t, t - \omega)$ выполнялся на равномерной сетке $t_i = ih$, $i = \overline{1, n}$, $nh = T$. Общее количество неизвестных, участвующих в эксперименте построения одной модели вида (6.16), было равно $n + \frac{n(n+1)}{2}$.

На рисунке 6.18 представлены отклики $y^{b_1 V_1}(t, \omega)$ имитационной модели (6.11) - (6.13) на входные возмущения вида

$$\begin{cases} x_1^{\Delta b}(t, \omega) = -10(e(t) - e(t - \omega)) \\ x_2^{\Delta V}(t) = 5e(t) \end{cases},$$

где $\Delta V(t) = V(t) - V_0$, $\Delta b(t) = b(t) - b_0$,

которые использовались при восстановлении ядра $\hat{K}_{12}$ из (6.15) в случае векторного входного сигнала.

Расчет также производился для двадцати значений $\omega_1 - \omega_{20}$

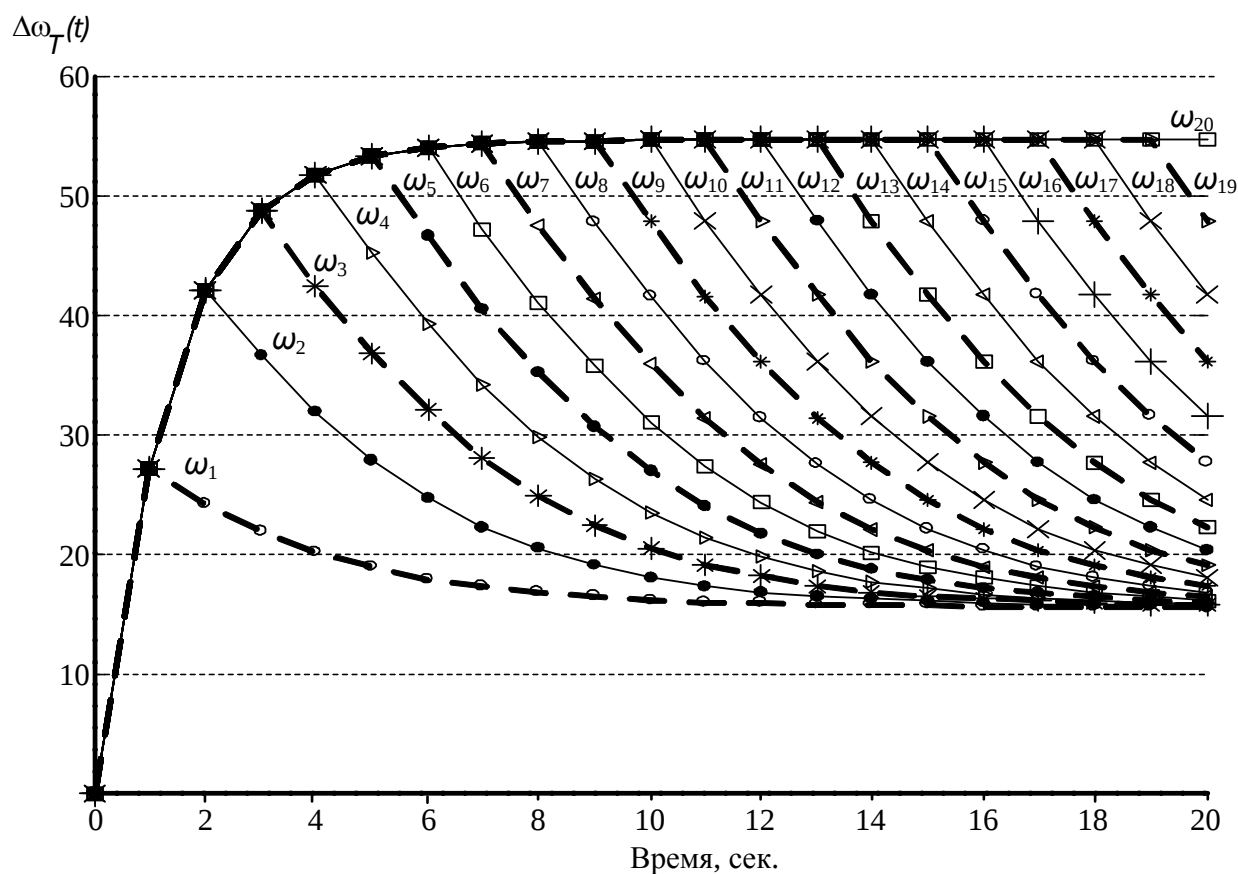


Рисунок 6.18 – Отклики $y^{b_1 V_1}(t, \omega)$

Вычислительный эксперимент разбивается на два основных этапа. На первом - выполняется построение интегральных моделей, таким образом, решается задача идентификации переходных характеристик рассматриваемой динамической системы. На втором этапе рассматривается задача нахождения управляющего воздействия $x_1(t) \equiv \Delta b(t)$, которое должно поддерживать выходной сигнал $\Delta\omega_T(t)$ на заданном уровне ω_T^* . В этом случае можно определить входной сигнал $x(t)$, соответствующий заданному выходу $y(t)$, считая известными переходные характеристики $K_{i_1, \dots, i_n}$ и отклик $y(t)$ в уравнении (6.16).

Далее приведены результаты, которые иллюстрируют первый этап математического моделирования. С целью обеспечения лучшей точности амплитуда пробных сигналов, которые используются для идентификации, была согласована с амплитудой действующих возмущений. Для повышения точности моделирования были построены интегральные модели вида (6.16) для различных опорных режимов с начальными значениями $V_0 = 8, 10$ м/с, $b_0 = 0, 10, 20$ град. Все отклонения входных и выходных параметров, принимаемые в качестве возмущающих сигналов и откликов на них, вычислялись относительно выбранного опорного режима. Расчеты при моделировании выполнялись с шагом $h=1$ с.

Имитационная модель ветроагрегата была реализована с помощью программы, разработанной автором совместно с Д.О.Герасимовым и С.В.Солодуша [366]. Настройка переходных характеристик (настройка ядер Вольтерра) выполнялась с помощью имитационной модели ветроагрегата в предположении эквивалентности отклика имитационной и интегральной моделей на кусочно-постоянные тестовые воздействия.

В данной работе реализовали алгоритм построения (6.14) и (6.15) при $N=2$ и $P=2$, основанный на модификации метода [367] за счет использования необходимых условий разрешимости соответствующих многомерных интегральных уравнений Вольтерра I рода.

На рисунке 6.19 показаны результаты моделирования откликов интегральной модели системы $\Delta\omega_T(t)$ на входные сигналы:

$$\Delta V(t) = 5(e(t-3) - e(t-6)) - 5(e(t-6) - e(t-16));$$

$$\Delta b(t) = 20(e(t) - e(t-8)) + 10(e(t-8) - e(t-11)) + \\ + 10(e(t-16) - e(t-20))$$

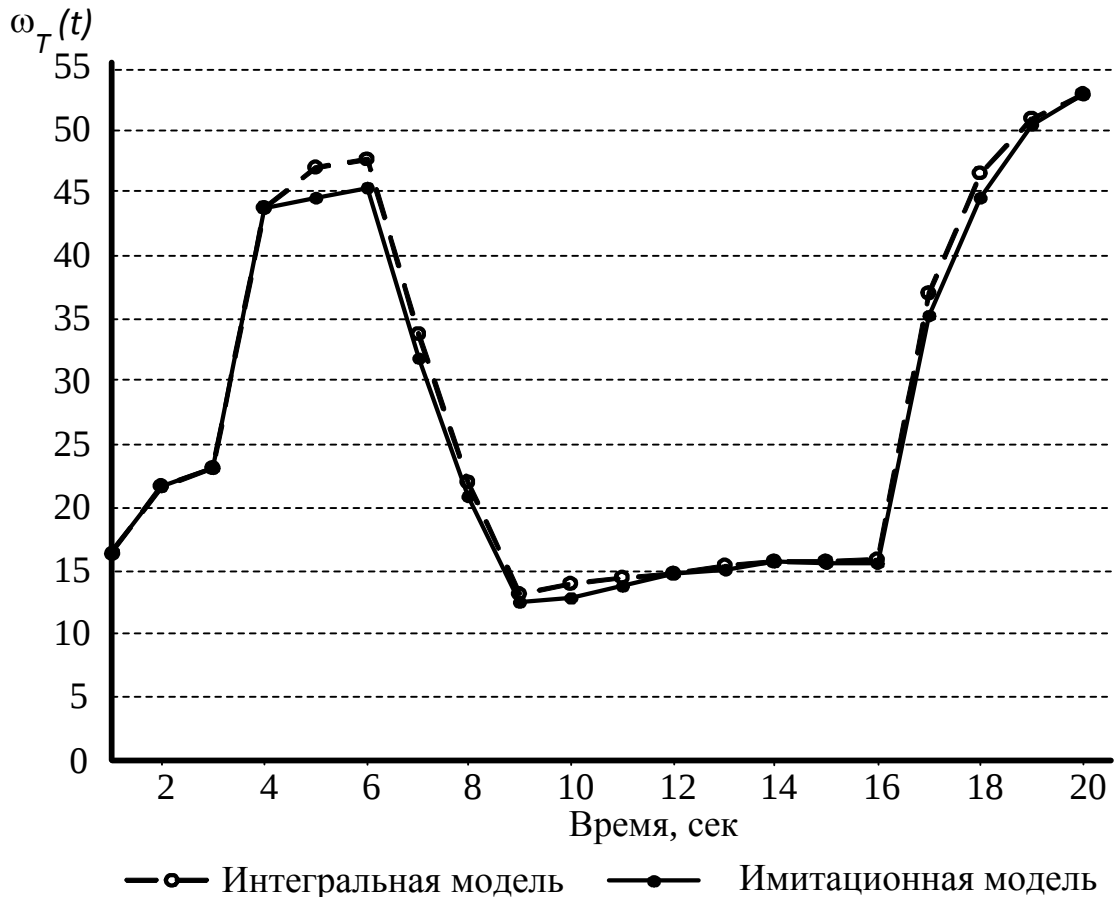


Рисунок 6.19 – Отклики интегральной модели (6.14) - (6.15) и имитационной модели (6.11) - (6.13)

Результаты были рассчитаны Солодуша С.В с помощью интегральной модели (6.14) - (6.15) для следующих параметров: $b_0=20$ град, $V_0=5$ м/с, $t \in [0, 20]$. Максимум относительной погрешности вычислений в данном примере составил 4,4%.

Затем решается задача восстановления входного сигнала при известных переходных характеристиках и заданном выходном сигнале.

Если к имитационной модели (6.11) - (6.13) ветрогенератора (см. рисунок 6.14) применить алгоритм получения управляющего воздействия $\Delta b(t) = b(t) - b_0$ с помощью (5.14) - (6.15), в котором учитываются апостериорные данные об отклонении величины выходной переменной $\Delta \omega_T(t)$, от требуемого значения $\Delta \omega_T^*$, то будет:

$$\Delta b(t) = u(t - h), u(\xi) = 0, \xi \in [-h, 0],$$

где h – известная величина постоянного запаздывания.

В этом случае задача регулирования нелинейного динамического объекта может быть сведена к нахождению непрерывного решения $u^*(t)$ полиномиального уравнения Вольтерра I рода с принятыми ранее обозначениями (6.14), (6.15):

$$V_{1,1}u + V_{1,2}\Delta V + V_{2,12}(u, \Delta V) + V_{2,1}u^2 + V_{2,2}\Delta V^2 = f(t), \quad (6.17)$$

где $f(t) = \varepsilon(t) - \varepsilon(t - h)$, $t \in [0, T]$.

Сигнал $\varepsilon(t) = y^* - y(t)$, $\varepsilon(\xi) = 0$, $\xi \in [-h, 0]$, считаем рассогласованием или ошибкой управления. Задачу поиска значений $u^*(t)$ в $\left(i - \frac{1}{2}\right)$ -ом узле можно свести к решению квадратного уравнения (6.22) относительно $u_{i-\frac{1}{2}}^h$, а выбор нужного корня – выполнить с помощью условия

$$u_{1/2}^h \xrightarrow{h \rightarrow 0} u(0) = \frac{y'(0)}{K_1(0,0)}.$$

С технической точки зрения (6.17) является “обучаемым” регулятором.

Специфика нелинейных интегральных уравнений используемых для стабилизации скорости вращения лопастей ветрогенератора состоит в локальности области существования непрерывного решения [367-369]. С практической точки зрения такая ситуация, когда непрерывное решение не существует, означает потерю управляемости объекта. Данный подход позволяет заранее провести априорный анализ и выявить диапазон

возмущающих воздействий, при которых область существования управляющих воздействий Δb , будет меньше рассматриваемого временного интервала.

Таким образом, представленная модель позволяет восстановить входной сигнал, отвечающий заданному выходу. В рассматриваемом случае возмущающим воздействием является скорость ветра, управляющим - угол поворота лопасти ветроагрегата. Выходной величиной – угловая скорость вращения лопастей. Поэтому, добиваясь с помощью рассмотренной модели и созданной на ее базе системы управления стабилизации угловой скорости вращения лопастей, достигается стабилизация выходной мощности ветрогенератора. Это позволяет обеспечивать баланс мощности, и как следствие поддерживать необходимые значения динамики частоты и уровней напряжения в изолированной системе.

Результаты исследований принципов построения нелинейной динамической модели ветроэнергетических установок позволяют разработать систему управления, оперативно реагирующую на изменения режима в электроэнергетических системах, что позволяет обеспечивать необходимые показатели качества электрической энергии. Это особенно важно для изолированных СЭС с источниками генерации на базе возобновляемых источников энергии, в виду нестационарности производства электроэнергии ими.

При рассмотрении данного метода, применительно к изолированной системе электроснабжения входной величиной является характер изменения нагрузки потребителей электрической энергии. В этом случае выходной величиной является изменение активной и реактивной мощности. Параметры были рассчитаны для схемы изолированной системы, представленной на рисунке 6.11.

Данные для получения модели построенной для интегральных полиномов Вольтерра, были определены с помощью имитационной модели в SimPower System в системе Matlab, которая была разработана автором совместно с Д.О.Герасимовым и С.В.Солодуша [370].

В рассматриваемом случае наиболее оправданным является применение степени полинома Волтерра $N=2$ [371]. В работе [372] показано, что наиболее приемлемой является форма квадратичных полиномов Вольтерра (6.14) и (6.15) при $P=1$.

Идентификация предполагает изучение выходов системы (рисунок 6.11) к тестовому входам формы:

$$x_{\omega_1, \omega_2}^{\alpha} = \alpha(e(t) - 2e(t - \omega_1) + e(t - \omega_1 - \omega_2)) \quad (6.18)$$

где $t, \omega_1, \omega_2 \in [0, T]$;

$e(t)$ - функция Хевисайда.

Входной величиной считается изменение в характере мощности нагрузки, а выходные сигналы представлены с помощью параметров изолированной СЭС.

Параметры были вычислены для схемы изолированной системы электроснабжения на рисунке 6.11. Обобщенный вектор трехфазного тока был использован в качестве выходного параметра.

На рисунках 6.20 - 6.22 представлена реакция тестовой системы (рисунок 6.12) на входные возмущения

$$\begin{aligned} S(t, \omega) &= 10(e(t) - e(t - \omega)), \\ 0 &\leq \omega \leq t \leq T, \end{aligned} \quad (6.19)$$

где S - полная мощность системы.

Величина ω изменялась до максимального значения, которое соответствует величине $T = 0,2$ сек. Расчет производился для десяти значений $\omega_1 - \omega_{10}$ (рисунки 6.20 - 6.22).

Эти данные были использованы для восстановления переходных характеристик в интегральных моделях. Было произведено сравнение квадратичных и кубических моделей для исследования изолированных СЭС. Время переходного процесса принято $T = 0,2$ сек., что соответствует реальным значениям времени переходного процесса в электроэнергетических системах.

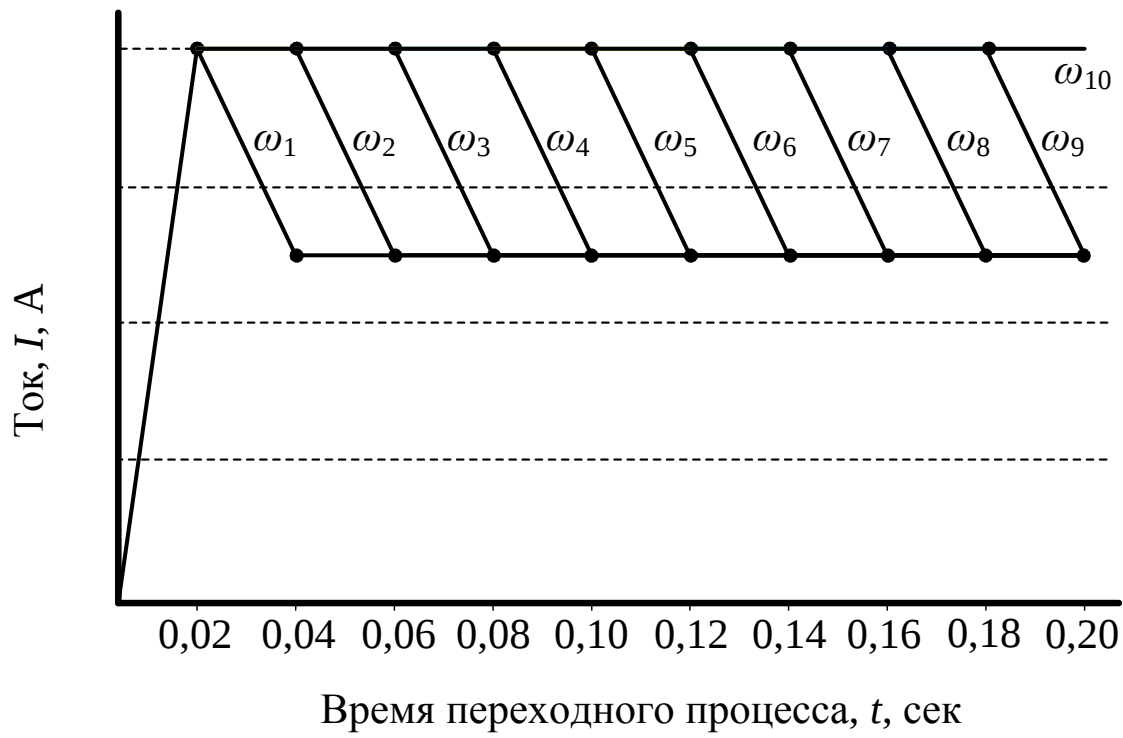


Рисунок 6.20 – Величина тока в точке подключения



Рисунок 6.21 – Величина активной мощности в точке подключения



Рисунок 6.22 – Величина реактивной мощности в точке подключения

Разработанный математический аппарат позволяет работать с быстродействующими процессами и корректно решать задачу по идентификации динамических систем. Применение математического аппарата на базе интегро-степенных рядов Вольтерра позволяет создать быстродействующую систему управления углом поворота лопасти ветроагрегата в составе изолированной СЭС, что позволит обеспечить стабилизацию скорости вращения ветроагрегата и тем самым сохранить необходимый баланс мощности и тем самым поддерживать необходимую частоту и уровни напряжения в изолированной СЭС.

6.7. Выводы по главе 6

Негативное влияние на работу активной изолированной СЭС оказывает наличие гармонических составляющих, а также отклонение напряжений и частоты.

Наличие гармонических составляющих существенно влияет на работу активных изолированных систем электроснабжения, а также сказывается на эффективности использования электроэнергии. Поэтому исследована проблема мониторинга и обеспечения качества электрической энергии на примере выявления и подавления гармоник высших порядков токов и напряжений в изолированной электрической сети.

Обоснована необходимость отдельного измерения гармонических составляющих токов и напряжений, Разработан счетчик, позволяющий осуществить такие измерения, определять направление и мощность гармоник.

Для осуществления непрерывного контроля уровня гармонических колебаний тока и напряжения в различных сечениях изолированной системы электроснабжения предложена распределенная система мониторинга. Разработаны принципы построения системы мониторинга уровня гармонических колебаний тока и напряжения и выбора средств для снижения их уровня в активных изолированных системах электроснабжения.

Система позволяет определять направление и уровень гармоник с помощью предложенного счетчика и тем самым осуществлять непрерывный контроль уровня гармоник в различных сечениях изолированной системы электроснабжения.

Для технической реализации рассматриваемого подхода разработана методика, основанная на использовании PMU. Разработана методика определения оптимальных величин реактивных сопротивлений для уменьшения уровня гармонических колебаний в изолированных системах электроснабжения с использованием динамического компенсатора искажения напряжений.

Все представленные мероприятия позволяют производить контроль уровня гармонических составляющих в сети и добиться их снижения.

Для обеспечения необходимых уровней напряжений и частоты в изолированной системе электроснабжения с генерацией на основе ВИЭ разработан подход к управлению функционированием ветроагрегата с целью

уменьшения нестационарности выдаваемой им мощности. Представлены результаты исследований нелинейной динамической модели ветроэнергетической установки в виде квадратичного полинома на основе теории интегро-степенных рядов Вольтерра. Установлено, что применение данного математического аппарата позволяет создать для ветроагрегата, работающего в составе изолированной системы электроснабжения, высокоскоростную систему управления с прогнозирующей моделью, адаптирующуюся к текущему режиму. Это позволяет поддерживать необходимые значения напряжения и частоты в изолированной СЭС с источниками генерации на базе ВИЭ.

7. МОДЕЛИ И МЕТОДЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ В ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данной главе рассмотрены модели и методы управления электропотреблением в активных изолированных системах электроснабжения. Обсуждаются предпосылки управления электропотреблением. Дается формализация задачи оптимизации электропотребления. Приведены примеры регулирования графиков нагрузки потребителей. Сформулированы необходимые условия обеспечения управления электропотреблением. Основными условиями являются наличие текущей информации о потреблении электрической энергии, а также о дифференцированных тарифов на электроэнергию, и технологические возможности перемещения некоторых электроприемников на другие зоны графика нагрузки.

Результаты данных исследований, представленные в главе, получены автором совместно с В.С. Степановым и Е.В. Сташкевич. Роль автора заключалась в постановке задачи и реализации подхода для различных типов потребителей в изолированных системах электроснабжения. З.Стычински и Н.И. Воропай приняли участие при обсуждении постановки проблемы и результатов исследований.

7.1.Предпосылки управления энергопотреблением

В силу различных причин изолированные энергосистемы могут столкнуться с проблемой покрытия суточных максимумов нагрузки графиков потребителей электроэнергии. Имеется два основных способа устранения дисбаланса мощности в изолированной системе электроснабжения. Во-первых, это может быть осуществлено за счет своевременного ввода дополнительных генерирующих мощностей. Вторым способом является изменение конфигурации и параметров графиков нагрузок изолированных систем электроснабжения за счет изменения (деформации) графиков отдельных потребителей.

Задача развития изолированных систем за счет ввода новых генерирующих мощностей является затратной и сложной. Это связано с тем, что параметры перспективного электропотребления имеют достаточно высокую степень неопределенности, что особенно характерно для больших изолированных систем. К сожалению, имеется вероятность, что вводимые новые генерирующие мощности могут оказаться недостаточно загруженными, и соответственно, в течение каких-то периодов времени будут работать в экономически неэффективном режиме.

Поэтому перспективным и обоснованным является путь изменения параметров суммарного графика нагрузки изолированной системы электроснабжения за счет управления электропотреблением отдельных потребителей.

Как уже было отмечено в первой главе, деформация графика электрической нагрузки потребителей является наименее затратным и, соответственно, наиболее предпочтительным решением проблемы [199, 213, 373-375].

Одной из основных проблем для масштабного внедрения метода деформирования графиков электрических нагрузок является противоречие между целями потребителей электроэнергии целями генерирующих компаний [376]. Но в условиях изолированных систем, где, как отмечалось выше, в большинстве случаев собственником генерации и нагрузки является один субъект, данное противоречие не возникает.

Снижение величины максимума потребляемой мощности предприятиями, с помощью деформации графиков может достигать 35% [377].

Следует отметить, что в условиях рыночной экономики целесообразными для реализации таких задач являются подходы, которые базируются на корректном учете всего комплекса взаимосвязей генерации и потребления электроэнергии. Особенно важно в данной ситуации совместное функционирование активной СЭС и потребителей электроэнергии.

7.2. Формализация задачи оптимизации электропотребления

Основной целью данного исследования явилось обоснование возможности выравнивания графика электропотребления различных типов потребителей. Ранее в исследованиях [83, 377-383] было показано, что использование данной методики приводит к уменьшению оплаты потребителем за электроэнергию. При рассмотрении изолированных систем за основную принимается наиболее распространенная ситуация, когда собственником генерации и потребителем является один субъект. В этом случае речь не идет о снижении оплаты за электроэнергию. Одной из основных задач при обосновании развития таких изолированных систем электроснабжения является обеспечение как можно более ровного графика нагрузки с целью минимизации затрат на электроснабжение. Данная методика подходит как раз для этого случая, так как позволяет выравнивать графики за счет административного ресурса.

Возможности изолированной системы электроснабжения минимизировать свои расходы на обеспечение электроэнергией потребителей определяются в результате оптимизации функции:

$$\min \sum_k |P_{rk} - P_{\text{рсп}}|, \quad k = \overline{1, K} \quad (7.1)$$

где k – номер временного интервала графика нагрузки;

$P_{\text{рсп}}$ – средняя мощность графика нагрузки потребителей;

P_{rk} – текущее (усредненное) значение мощности графика нагрузки на интервале k графика нагрузки;

K – количество интервалов времени, на которые разбивается график нагрузки.

В рассматриваемой задаче приняты следующие ограничения:

$$P_{rk \min} \leq P_{rk} \leq P_{rk \max} \quad (7.2)$$

Где $P_{r \min}$, $P_{r \max}$ – технологические ограничения на значения мощности нагрузки в интервале k .

Следует отметить, что в данном случае при выравнивании графиков электрических нагрузок общая потребляемая энергия за сутки не изменяется. Минимизация затрат выражается в уменьшении пиковых нагрузок в часы максимума. Данная оптимизация позволяет сократить суммарную установленную мощность генераторов.

Соотношение (7.2) позволяет учитывать возможные ограничения по потребляемой электроэнергии на каждом интервале k суточного графика нагрузки. Эти ограничения определяются технологическими соображениями, т.е. учитывают особенности технологических процессов потребителей. При задании подобных ограничений по мощности выражение (7.2) позволяет задавать границы потребления электроэнергии на различных интервалах графиков нагрузки.

Перенос мощности таких потребителей в другие зоны графиков электрических нагрузок не приводит к изменению общей производительности потребителя.

Суммарная мощность складывается из мощности единичных приемников электрической энергии:

$$P_r = \sum_{i=1}^I P_{ri}, \quad (7.3)$$

где P_{ri} – мощность единичного приемника электрической энергии;

i - номер приемника электрической энергии;

I – количество приемников электроэнергии.

Очевидно, что предельные величины регулируемой нагрузки $P_{rk \max}$ и $P_{r \min}$ на каждом интервале k суточного графика нагрузки, а также возможности переноса части мощности в другие интервалы графика определяются технологическими особенностями производства.

Немаловажным аспектом является способность персонала потребителя адаптироваться к изменениям графика электропотребления.

7.3.Примеры регулирования графика нагрузок потребителей

В качестве объектов для исследования возможностей деформации графиков электрических нагрузок рассмотрены несколько различных типов потребителей:

- предприятие цветной металлургии;
- кампус университета;
- нефтехранилище;
- горно-обогатительный комбинат и сопутствующие потребители.

Исследования учитывали технологические особенности вышеуказанных потребителей.

Основным, как и для предыдущих исследований, является горно-обогатительный комбинат (ГОК) с сопутствующими потребителями. Остальные примеры для других потребителей представлены в данной работе с целью демонстрации возможности использования данного подхода и приведены в приложении 2.

Ниже приводятся исходные условия и результаты оптимизации графиков электропотребления горно-обогатительного комбината и сопутствующих потребителей.

Оптимизация потребления электрической энергии данного предприятия рассматривается в рамках единого примера изолированной системы электроснабжения, расположенной на удаленной территории. Формализованная технологическая схема ГОКа представляет собой сгруппированные по технологическому принципу электроприемники, которые обслуживают каждое отдельное технологическое звено. В таблице 7.1 представлена электрическая нагрузка горно-обогатительного комбината с разбивкой на технологические звенья.

Таблица 7.1 –Электрическая нагрузка ГОКа и сопутствующих потребителей

Номер технологического звена	Наименование основных потребителей	Доля потребляемой мощности, %
ТЗ-1	Комплекс подготовки руды	
	Отделение крупного дробления	4,43
	Грохочение	3,59
	Складирование и отгрузка	1,68
	Прочее	0,19
	Итого	9,88
ТЗ-2	Обогатительная фабрика	
	Отделение среднего дробления	9,32
	Отделение мелкого дробления	8,89
	Отделение измельчения	6,49
	Флотация	19,11
	Вентиляция	3,74
	Отделение фильтрации	2,25
	Прочее	2,49
	Итого	52,29
ТЗ-3	Хвостовое хозяйство	
	Насосное оборудование	4,37
	Прочее	0,65
	Итого	5,02
ТЗ-4	Карьерный водоотлив	
	Насосное оборудование	15,59
	Прочее	0,34
	Итого	15,93
ТЗ-5	Водохранилище	
	Насосное оборудование	6,55
	Прочее	0,53
	Итого	7,08
ТЗ-6	Цех сушки концентрата	
	Сортировочное оборудование	2,49
	Сушильное оборудование	4,58
	Итого	7,08
ТЗ-7	Вахтовый поселок	
	Итого	1,84
ТЗ-8	Котельная	
	Итого	0,59
	Всего:	100,0

Из анализа таблицы 7.1 видно, что наибольшую долю в общий объем потребления электрической энергии вносят обогатительная фабрика, карьерный водоотлив и комплекс подготовки руды.

Традиционно потребителями, которые могут изменять свой график нагрузки, являются компрессорные и водоотливные установки [381, 382].

В качестве потребителей, с помощью которых возможно осуществить управление электропотреблением, необходимо использовать насосы главного и участкового водоотлива, при этом учитывая фактический объем водосборников, который должен обеспечить допустимый резерв по притоку воды в тот период, когда насосы отключены.

Исследования технологических процессов показывают, что имеется определенный запас по производительности основного технологического оборудования. В частности, такой запас имеется в отделении крупного дробления, отделениях среднего и мелкого дробления, измельчения; отделении фильтрации. Существенный запас имеется в хвостовом хозяйстве. В целом ГОК обладает большим запасом по производительности.

Такой запас определяется рядом организационных и технических причин (изменением объема добычи руды, несоответствием фактического объема добычи и переработки руды производительности установленного технологического оборудования и др.). Все эти обстоятельства дают возможность использовать в качестве потребителей, позволяющих управлять энергопотреблением, дробилки, мельницы измельчения, конвейерный транспорт, системы водоснабжения.

Таким образом, используя описанную методику оптимизации электропотребления предприятия в целом, произведено перераспределение мощности по времени суток без нарушения технологических режимов.

Обобщенный график потребления активной мощности ГОКа до и после процесса оптимизации представлен на рисунке 7.1.

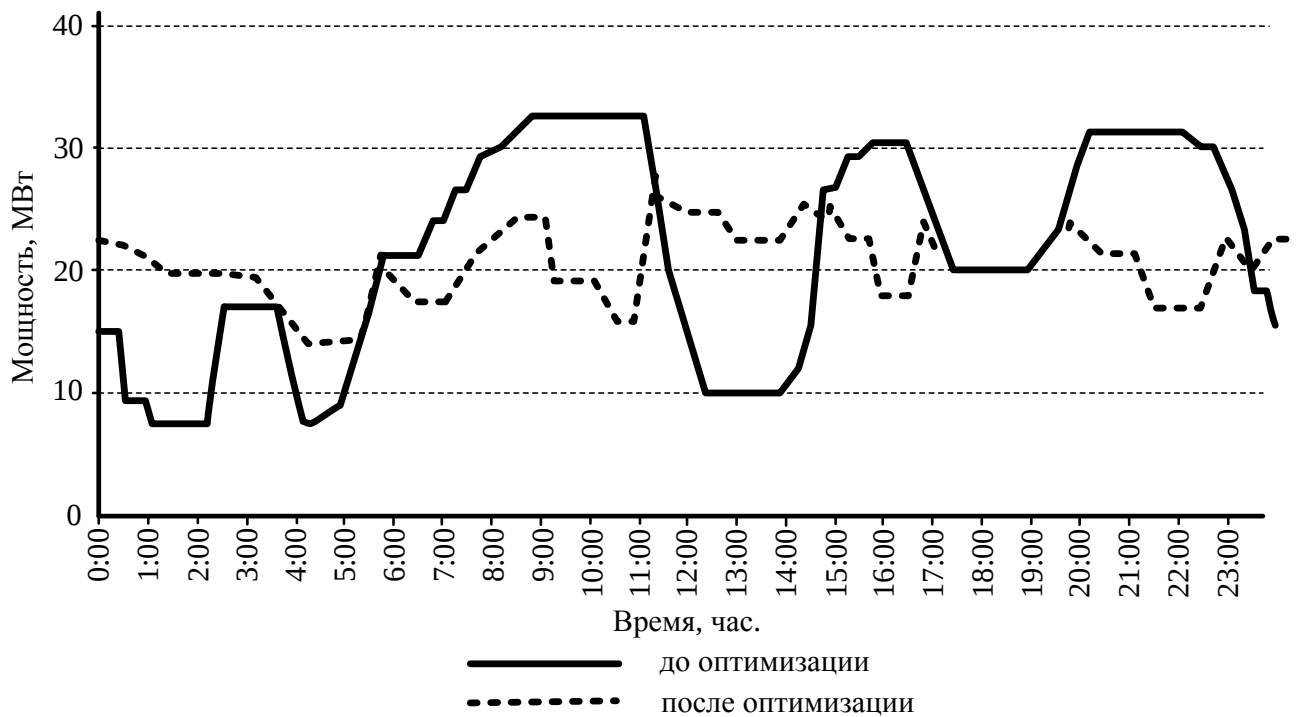


Рисунок 7.1 – Обобщённый график потребления активной мощности горно-обогатительного комбината и сопутствующих потребителей до и после процесса оптимизации

В результате применения данной методики удалось уменьшить величину максимальной пиковой активной мощности с 31,98 МВт до 26,5МВт. А также удалось существенно оптимизировать график электропотребления рассматриваемого ГОКа и сопутствующих потребителей.

Как видно из представленных примеров регулирования графиков нагрузок (рисунки 7.1, П.2.2, П.2.3 и П.2.4), применение предлагаемой методики позволяет существенно “срезать” пики и тем самым выравнивать графики электрических нагрузок предприятий.

Таким образом, разработанная методика управления электропотреблением позволяет минимизировать пиковые нагрузки и тем самым уменьшить необходимую установленную мощность вновь вводимых генераторов.

7.4. Условия обеспечения управления электропотреблением

Условия обеспечения управления электропотреблением заключается в том, что он в режиме реального времени, либо на ближайший период может принимать решение об изменении (смещении) потребления электрической энергии на другой период.

Для реализации упомянутых мероприятий, помимо описанного выше алгоритма оптимизации, необходимы технические средства и информационно-коммуникационные технологии получения, обработки и представления информации о текущем режиме электропотребления. Это необходимо для возможности анализа и прогнозирования таких параметров для создания резерва времени, необходимого для принятия решений.

С другой стороны, при проектировании новых предприятий можно создать такую технологическую схему, чтобы заложить в нее принципы работы управления электропотреблением. Т.е. изначально предусмотреть возможность регулирования графиков нагрузок как отдельных электроприемников, так и предприятия в целом в зависимости от сложившихся текущих условий. Возможны различные варианты развития событий, к примеру, частичное сокращение производства ввиду изменения рыночной конъюнктуры. Такой подход особенно важен для изолированных систем электроснабжения.

7.5. Выводы по главе 7

В данной главе рассмотрены основные принципы реализации концепции управления электропотреблением. Рассмотрены вопросы формализации задачи оптимизации электропотребления в изолированной системе электроснабжения.

Разработан подход к управлению электропотреблением в активных изолированных системах электроснабжения. На примере различных предприятий показана возможность его реализации. Для демонстрации концепции была подробно проанализирована технология производства для различных типов

потребителей, на основании чего были выявлены регулировочные возможности отдельного оборудования и технологических процессов в целом.

Произведена верификация разработанных математических моделей и методики координации суточных режимов.

Показано, что использование управления электропотреблением для регулирования графика нагрузки в случае изолированных систем позволяет устранять дефицитные ситуации, а также уменьшить установленную мощность необходимых источников генерации, установленных в этой системе.

Применения данной методики позволило уменьшить величину максимальной пиковой активной мощности рассматриваемой изолированной СЭС с 31,98 МВт до 26,5МВт.

8. ИЛЛЮСТРАЦИЯ ПОДХОДА К ЗАДАЧЕ ОБОСНОВАНИЯ РАЗВИТИЯ АКТИВНЫХ ИЗОЛИРОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В главе приведены численные результаты решения рассматриваемой проблемы в целом на основе идеологии декомпозиции Бендерса в составе мастер-задач выбора состава генерирующих агрегатов и накопителей электроэнергии и вариантов активной распределительной электрической сети, а также подзадач нижнего уровня, связанных с анализом и выбором средств обеспечения надежности электроснабжения, качества электроэнергии и активности потребителей. Уточнения решений по развитию активной СЭС, полученные при решении подзадач нижнего уровня, требуют возврата к мастер-задачам для корректировки рекомендаций по развитию генерации и электрической сети.

Результаты, изложенные в главе, получены автором лично.

8.1. Решение задачи обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на основании идеологии метода декомпозиции Бендерса

В данной работе, обоснование развития активных изолированных систем электроснабжения решается как многошаговая задача. При создании такой системы для рассматриваемого горно-обогатительного комбината и сопутствующих потребителей реализован иерархический подход с применением идеологии декомпозиции Бендерса.

В качестве основной мастер-задачи решаются две взаимосвязанные мастер-задачи – оптимизация структуры генерации с учетом накопителей электрической энергии и оптимизация структуры распределительной электрической сети.

Исходя из принципа декомпозиции Бендерса были формализованы и решены подзадачи:

- оценки надежности;

- оценки качества электрической энергии в части минимизации уровня гармонических колебаний высших порядков и уровней напряжения и частоты сети;
- оценки возможностей выравнивания суточного графика электрической нагрузки.

Необходимо отметить, что решение является итерационным.

Согласно исходных положений, принятых при определении генерирующих мощностей и параметров накопителей электрической энергии, последний заряжается только от источников на базе ВИЭ, а также электроэнергия, сгенерированная на базе ВИЭ, имеет приоритет при заполнении графика нагрузки. Традиционные генераторы включаются в работу только лишь в случае недостатка данной мощности. По первоначальному сценарию при определении параметров накопителей электрической энергии были выбраны следующие типы и суммарная мощность генерирующих установок:

- ветроэнергетические установки - 15 МВт,
- солнечные электростанции - 6 МВт,
- традиционные генераторы – 24 МВт.

При решении мастер задачи по оптимизации сетевой структуры была выбрана схема активной распределительной электрической сети.

При решении подзадачи обеспечены требования по надежности рассматриваемой изолированной СЭС ГОКа с сопутствующими потребителями. На рисунке 8.1. представлены показатели надежности для выбранной в результате решения схемы.

На рисунке 8.2 представлены показатели риска дефицита мощности для выбранной электрической сети, полученные на основе расчета режимной надежности изолированной СЭС.

На рисунке 8.3 представлен выбранный для данной изолированной системы вариант распределительной электрической сети.

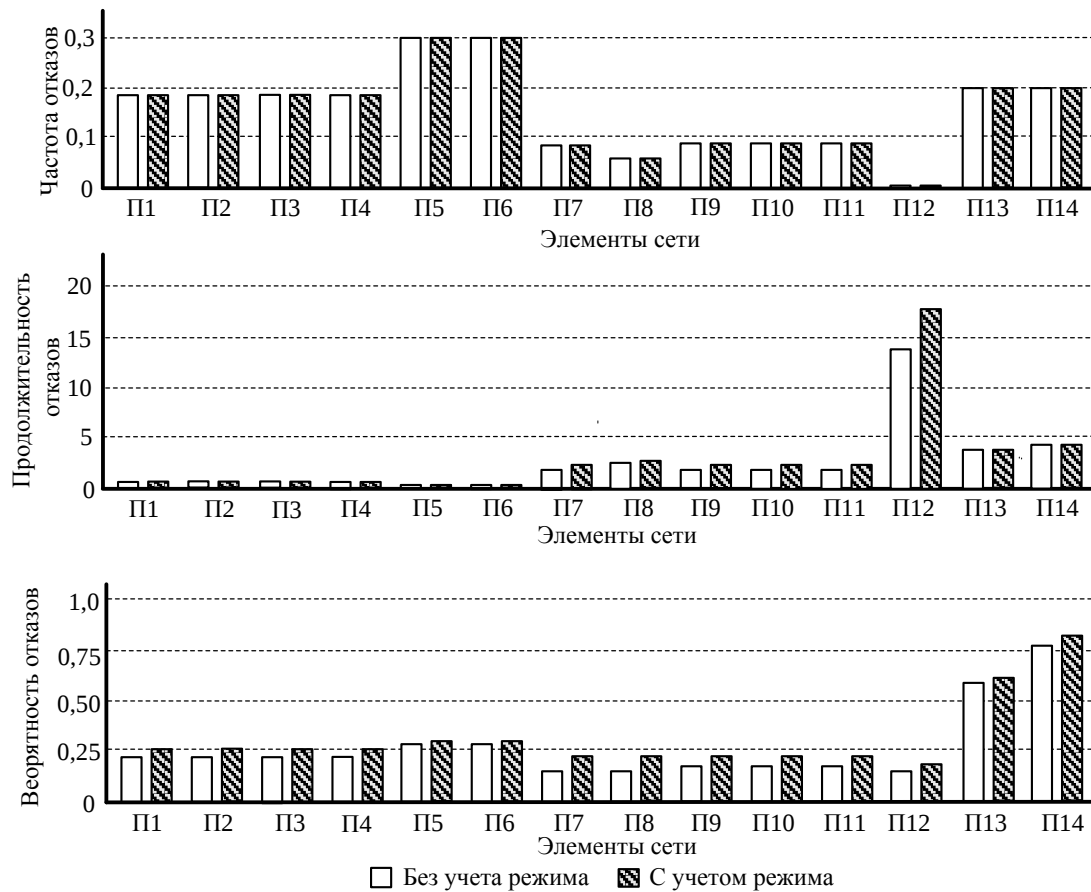


Рисунок 8.1– Показатели надёжности для выбранного варианта электрической активной распределительной электрической сети

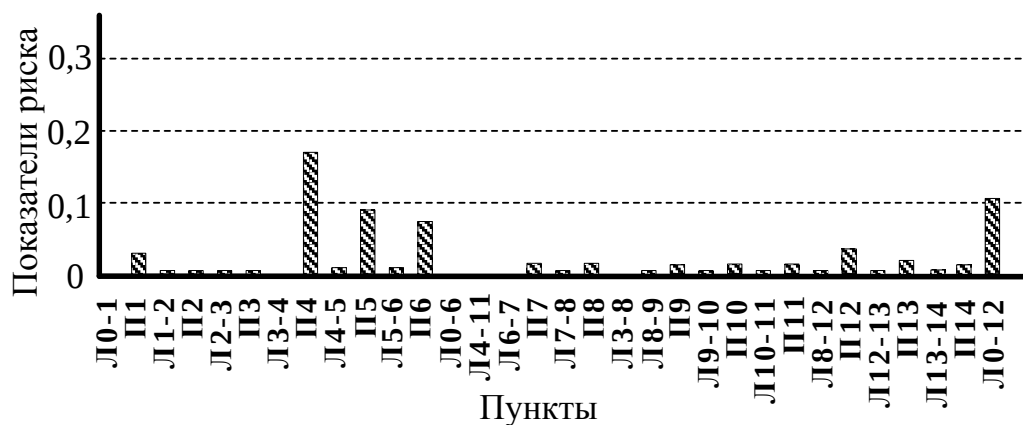


Рисунок 8.2 – Показатели риска дефицита мощности для выбранного варианта электрической активной распределительной электрической сети

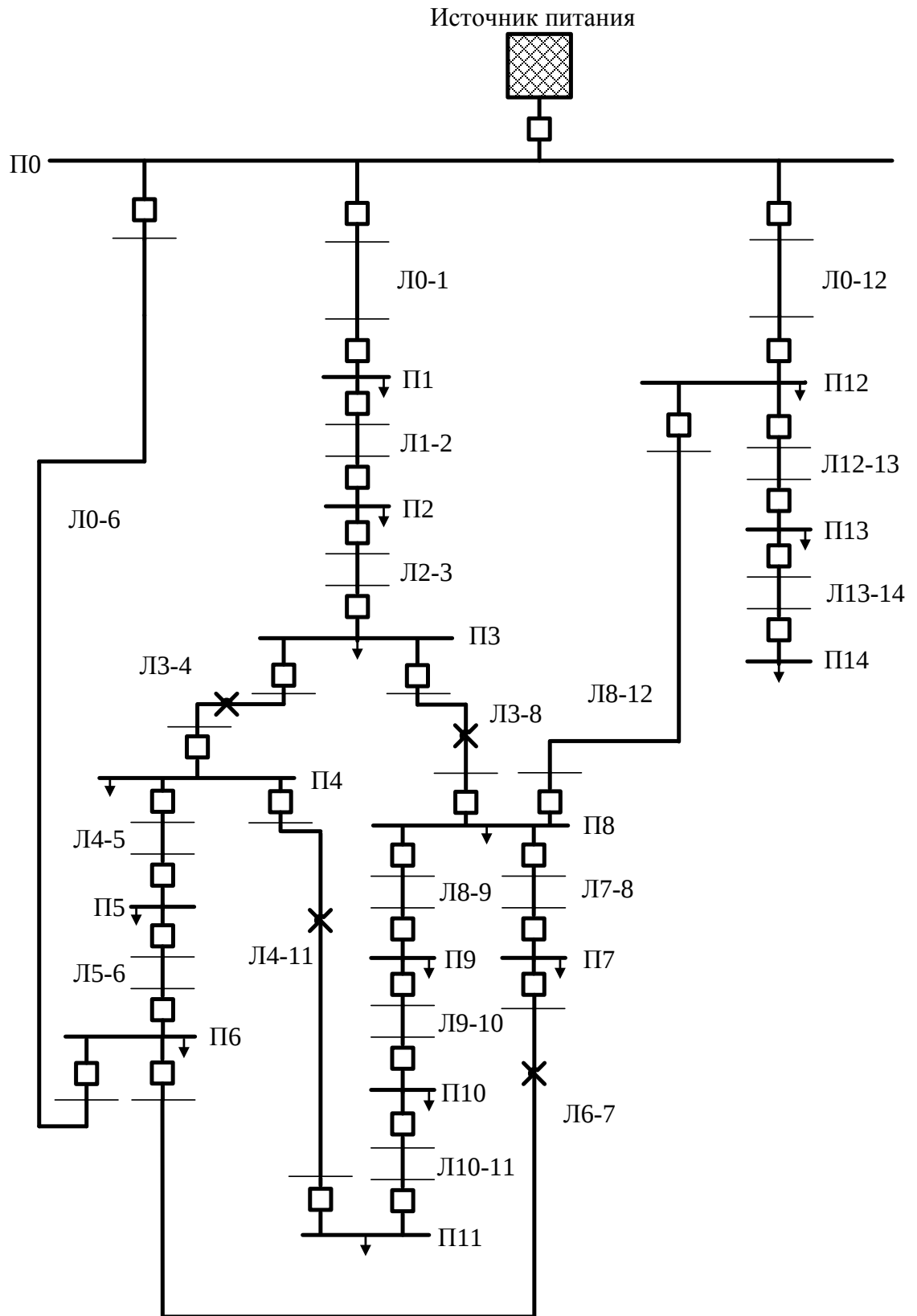


Рисунок 8.3 – Схема активной распределительной сети горно-обогатительного комбината и сопутствующих потребителей

При решении подзадачи, связанной с качеством электрической энергии, обеспечено выполнение нормативных требований по уровню гармонических колебаний и уровням напряжений и частоты в распределительной сети за счет применения предложенной системы распределенного мониторинга и управления гармоническими колебаниями тока и напряжения, а также систем управления ветроагрегатами.

За счет применения разработанных принципов построения системы мониторинга качества электроэнергии и выбора средств для обеспечения необходимого уровня качества разработана методика, позволяющая существенно снизить уровень гармонических колебаний в различных сечениях изолированной СЭС. Система позволяет определять направление и уровень гармоник с помощью предложенного счетчика и тем самым осуществлять непрерывный контроль уровня гармоник в различных сечениях изолированной системы электроснабжения. Техническая реализация данного подхода основана на использовании РМУ и применении устройств ДКИН.

Для обеспечения необходимого уровня напряжений и частоты в изолированной системе электроснабжения разработан подход к управлению функционированием ветроагрегата с целью уменьшения нестационарности выдаваемой им мощности. Установлено, что применение данного математического аппарата на основе теории интегро-степенных рядов Вольтерра позволяет создать быстродействующую систему управления ветроагрегатом, интегрированным в изолированную систему электроснабжения. Это позволяет поддерживать необходимые уровни напряжения и частоту в изолированной СЭС с источниками генерации на базе ВИЭ, что актуально при досточно большой доле генерации на основе ветроэнергетических установок и солнечных электростанций в рассматриваемой в данной работе активной изолированной СЭС горно-обогатительного комбината и сопутствующих потребителей.

В результате решения подзадачи, связанной с оптимизацией суточного графика потребления активной изолированной СЭС максимальная пиковая мощность потребителей после проведения мероприятий по выравниванию

графика нагрузки составила 26,5 МВт против изначального значения в 31,98 МВт. На рисунке 8.4 представлен скорректированный суточный график нагрузки горно-обогатительного комбината. Таким образом, определено, что для обеспечения нагрузки рассматриваемой изолированной СЭС необходима существенно меньшая установленная мощность генерирующих установок, которая обеспечит эффективное функционирование данной системы. Такое решение позволяет скорректировать состав и мощность генерирующих установок для данной изолированной системы.

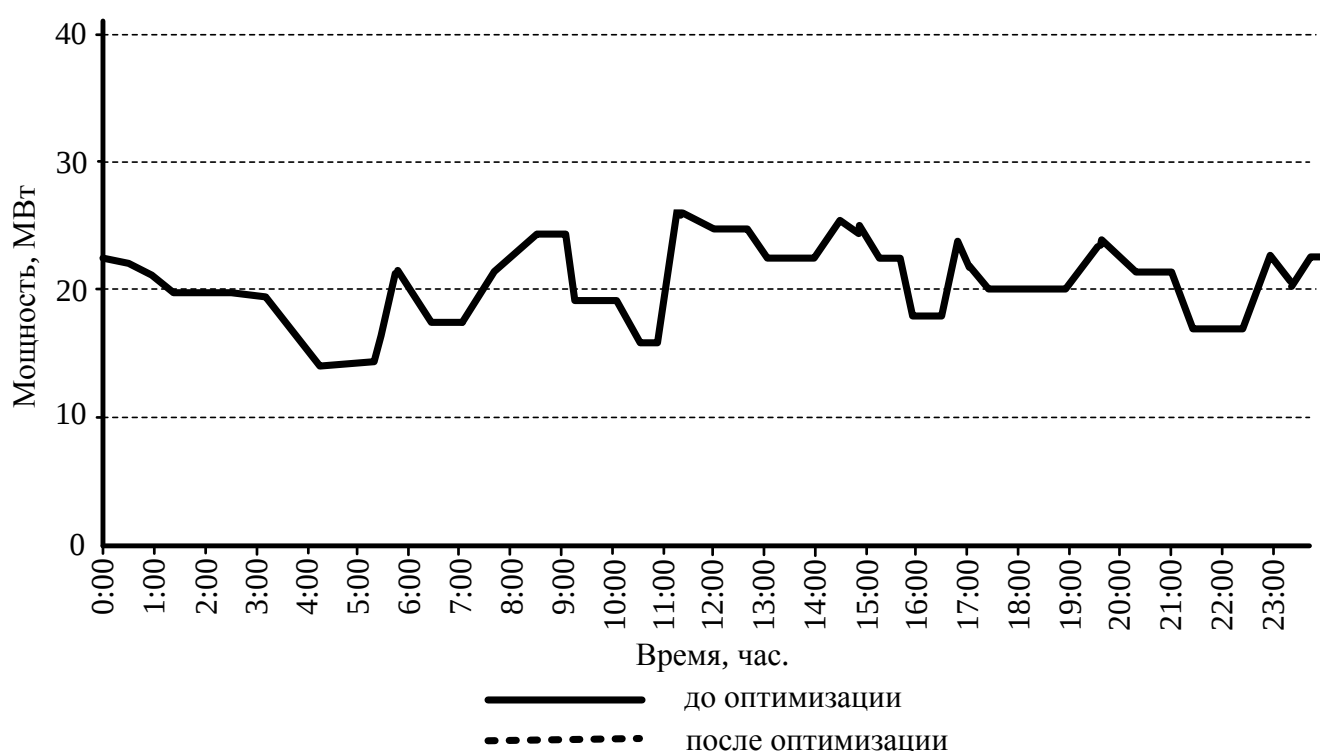


Рисунок 8.4 – Скорректированный суточный график электрической нагрузки горно-обогатительного комбината и сопутствующих потребителей

В связи с этим возникла необходимость вновь вернуться к мастер-задаче и скорректировать мощность генерирующих установок и параметров накопителей электрической энергии.

Согласно изложенных исходных положений мощность генераторов на базе ВИЭ необходимо оставить прежней. В этом случае параметры накопителей электрической энергии для рассматриваемой активной изолированной СЭС также

останутся прежними. Максимальную установленную мощность генерирующих установок целесообразнее сократить за счет уменьшения суммарной мощности дизель-генераторов. В таком случае необходимо для обеспечения электроэнергией данной изолированной СЭС использовать дизельные генераторы суммарной мощностью 18 МВт.

Таким образом, в результате решения вышеупомянутых подзадач были выполнены требования по качеству электроэнергии, обеспечены необходимые показатели надежности, скорректирован график энергопотребления.

В результате проведенных расчетов по предлагаемой методике установлено, что оптимальным решением для рассмотренной изолированной СЭС будет наличие следующих генерирующих мощностей:

- традиционные генераторы суммарной мощностью 18 МВт;
- солнечные электростанции суммарной мощностью 6 МВт;
- ветроэнергетические установки суммарной мощностью 15 МВт;
- накопители электрической энергии суммарной мощностью 7 МВт и продолжительностью работы 5,5 часов.

Корректировка графика электропотребления и, соответственно, уменьшение суммарной мощности генерирующих установок позволяет получить экономический эффект по сравнению с первоначальным вариантом 658,4 млн. рублей в год.

8.3.Выводы по главе 8

С помощью идеологии декомпозиции Бендерса решена задача по оптимизации структуры активной изолированной СЭС. Предложенная методика исследована на примере системы электроснабжения горно-обогатительного комбината с сопутствующими потребителями, расположенного на удаленной территории, энергообеспечение которой осуществляется при помощи изолированной СЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе разработана методология обоснования развития активных изолированных систем электроснабжения на основе иерархического подхода, позволяющего обосновывать создание новых и реконструкцию существующих систем. Усовершенствованы модели решения задач развития изолированных систем электроснабжения.

Разработаны методические основы решения задач развития активных изолированных систем электроснабжения с учетом требований надежности электроснабжения, качества электроэнергии и использования управления электропотреблением, базирующиеся на идеологии метода декомпозиции Бендерса.

Разработаны методические принципы определения оптимальных параметров накопителей электрической энергии в изолированных СЭС с высокой долей генерации на базе возобновляемых источников энергии с использованием метода целенаправленной имитации. Это позволяет выбрать оптимальные параметры накопителей на основе технических и экономических критериев.

Показана необходимость использования принципа активности изолированной распределительной электрической сети и возможность его реализации. Разработан метод обеспечения надежности активных изолированных систем электроснабжения посредством реконфигурации распределительной электрической сети.

Для обеспечения необходимого качества электрической энергии в изолированных СЭС разработана методика распределенного мониторинга и управления гармоническими колебаниями тока и напряжения. Методика позволяет определять источник гармонических колебаний и снизить уровень гармоник в сети с использованием новых технических решений.

В исследуемых изолированных системах электроснабжения в качестве генерации на базе ВИЭ используются ветроэнергетические установки,

солнечные электростанции, которые обладают значительной нестационарностью генерации. Показано, что для стабилизации частоты и напряжений в изолированной системе электроснабжения необходимо добиться уменьшения нестационарности выдаваемой мощности ветроагрегата с использованием высокоскоростной системы управления с прогнозирующей моделью, адаптирующейся к текущему режиму. Результаты исследований принципов построения нелинейной динамической модели ветроэнергетических установок доказывают возможность оперативного реагирования на изменения режима в изолированных системах электроснабжения для поддержания в них необходимых значений напряжений и частоты.

Разработана методика регулирования графиков нагрузок потребителей, применение которой позволяет снизить суммарную мощность генерации, необходимой для электроснабжения потребителей рассматриваемой системы электроснабжения.

Разработанная методология позволяет решать практические задачи по обоснованию развития активных изолированных систем электроснабжения с обеспечением надежности электроснабжения потребителей, качества электрической энергии и эффективности функционирования систем электроснабжения и потребителей с использованием средств управления. Эффективность реализации предлагаемой методологии показана на тестовом примере.

СОКРАЩЕНИЯ

ЭЭС – электроэнергетическая система;

СЭС – система электроснабжения;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ДКИН – динамический компенсатор искажений напряжения;

к.з. – короткое замыкание;

ТЗ – технологическое звено;

НП – накопитель промежуточных продуктов;

PMU – устройство векторных измерений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Башмаков, И.А. Повышение эффективности энергоснабжения в северных регионах России / И.А. Башмаков // Энергосбережение. - 2017. - №2. - С.46-53.
2. Иванова, И.Ю. Освоение минерально-сырьевых ресурсов севера: варианты энергоснабжения / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, А.К. Ижбулдин, А.Н. Симоненко // Регион: Экономика и социология.- 2011. - №4.- С.187-199.
3. Санеев, Б.Г. Развитие возобновляемой энергетики на востоке России в первой половине XXI века на фоне общероссийских тенденций / Б.Г. Санеев, И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова // Энергетическая политика. - 2016.- № 3. - С. 66-73.
4. Санеев, Б.Г. Возобновляемые источники энергии в региональных программах энергетики на востоке России: предпосылки и рациональные масштабы / Б.Г. Санеев, И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова // Энергетик. - 2014. - № 3. - С.6-9.
5. Энергетическое снабжение изолированных территорий России / В.В. Елистратов // Академия энергетики. - 2015. - № 4(66) - С.26-33.
6. Елистратов, В.В. Автономное энергоснабжение территорий России энергокомплексами на базе возобновляемых источников энергии / В.В. Елистратов // Энергетический вестник. 2016. № 21. С. 42-49.
7. Иванова, И.Ю. Развитие малой энергетики на северо-востоке России: проблемы, эффективность, приоритеты / И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, С.П. Попов // Труды Международной научно-практической конференции “Малая энергетика - 2006”, 21-24 ноября 2006 г., Москва. – М.: ОАО “Малая энергетика”, 2006.- 370 с.
8. Степанов, В.С. Системный анализ целесообразности создания локальных энергосистем / В.С. Степанов, Т.Б. Степанова, А.А. Старикова // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. - 2018. - № 4 (60). - С. 117-124.

9. Тугузова, Т.Ф. Оценка технико-экономической эффективности энергоснабжения изолированных потребителей: На примере Иркутской области: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01/ Тугузова Татьяна Федоровна. - Иркутск, 2004. - 151с.

10. Турышева, А.В. Экономическое обоснование способа электроснабжения нефтегазовых объектов [Электронный ресурс] / А.В. Турышева // Современные научные исследования и инновации. - 2014. - № 5. - Режим доступа: <http://web.snauka.ru/issues/2014/05/35059> (дата обращения: 19.11.2016).

11. Соснина, Е.Н. Техничко-экономический анализ применения ветродизельных электростанций для электроснабжения энергоудаленных поселений / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, И.А. Липужин, Т.А. Александрова // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. - 2016.- № 1. - С. 65-72.

12. Соснина, Е.Н. Вопросы электроснабжения потребителей, удаленных от сетевой инфраструктуры / Е.Н. Соснина, А.Ю. Кечкин, Д.А. Филатов // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. - 2014. - № 5. - С. 100-105.

13. Дмитриенко, В.Н. Выбор мощности генерирующего оборудования автономной солнечно-дизельной электростанции мегаваттного класса / В.Н. Дмитриенко, Б.В. Лукутин // Фундаментальные исследования.- 2015. -№ 4.- С. 61-66.

14. Саврасов, Ф.В. Расчёт эффективности использования автономных систем электроснабжения с фотоэлектростанциями в условиях Западной Сибири / Ф.В. Саврасов, Б.В. Лукутин // Известия Томского политехнического университета. - 2013. - Т. 322.- № 6. - С. 17-21.

15. Marchenko, O.V. Efficiency of hybrid renewable energy systems in Russia / O.V. Marchenko, S.V. Solomin // International Journal of Renewable Energy Research. - 2017. - Vol.7. - № 4. - С. 1561-1569.

16. Lambillon, V. New tool for arbitrage between network expansion and isolated mini-grids in the context of rural electrification/ V. Lambillon, S. Leyder, S. Watchueng, G. Roig, M. Carpentier de Changy // 2018 CIGRE Session.

17. Клер, А.М. Оптимизация развития и функционирования автономных энергетических систем /А.М. Клер, Н.П. Деканова, Б.Г. Санеев и др. - Новосибирск: Наука, 2001. - 144 с.
18. Клер, А.М. Схемно-параметрическая оптимизация локальных систем электроснабжения / А.М. Клер, П.В. Жарков // Известия РАН. Энергетика. - 2016. - №4. - С.49-61.
19. Коновалова, Л.П. Электроснабжение децентрализованных потребителей Томской области с использованием возобновляемых источников энергии: автореф. дис. канд. техн. наук, 05.09.03 / Коновалова Людмила Петровна - Томск, 2007. - 22 с.
20. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 22.12.2016).
21. ГОСТ Р 54531-2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200097331> (дата обращения: 05.06.2018).
22. Presnell, K. Exporting Australia's remote area power supply industry / K. Presnell // Renewable Energy. - 2001. - Vol. 22, Issues 1-3.- P.353–360.
23. Hirose, T. Standalone hybrid wind-solar power generation system applying dump power control without dump load / T. Hirose, H. Matsuo // IEEE Transactions on Industrial Electronics. - 2012. - Vol. 59, Issue: 2. - P. 988-997.
24. Thiam, D-R. Renewable decentralized in developing countries: appraisal from microgrids project in Senegal / D-R. Thiam // Renewable Energy. - 2010. - Vol.35. - P.1615–1623.
25. Sreeraj, E.S. Design of isolated renewable hybrid power systems / E.S. Sreeraj, K. Chatterjee, S. Bandyopadhyay // Solar Energy.- 2010. – Vol. 84(7). - P. 1124-1136.

26. Mondal, A.H. Hybrid systems for decentralized power generation in Bangladesh/ A.H. Mondal, M. Denich // Energy for Sustainable Development. - 2010. - Vol.14. - P.48-55.
27. Mipoung, O.D. Frequency support from a fixed-pitch type-2 wind turbine in a diesel hybrid mini-grid / O.D. Mipoung, L.A. Lopes, P. Pillay // IEEE Transactions on Sustainable Energy.- 2014. Vol.5. - P.110-118.
28. Rolland, S. Switched on to mini grids / S. Rolland // Renewable Energy Focus. - 2011. - Vol.12. - P.10-12.
29. Ferrer-Martí, L. A MILP model to design hybrid wind–photovoltaic isolated rural electrification projects in developing countries / L. Ferrer-Martí, B. Domenech, A. García-Villoria, R. Pastor // European Journal of Operational Research. - 2013. - Vol.226. - P.293-300.
30. Lasseter, R. White paper on Integration of consortium Energy Resources / R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromson, A. Meliopoulos, R. Yinger, J. Eto // The CERTS MicroGrid Concept. CERTS, CA, Rep.LBNL-50829, Apr.2002. - 27p.
31. Luo, Y. Optimal sizing and control strategy of isolated grid with wind power and energy storage system/ Y. Luo, L. Shi, G. Tu // Energy Conversion and Management. - 2014. - Vol. 80. - P.407-415.
32. Hatziargyriou, N. Microgrids: Large Scale integration of Micro-Generation to low Voltage Grids [Электронный ресурс] / N. Hatziargyriou // EU contact ENK5-CT-2002-00610, Technical Annex - 2002 - Режим доступа: <http://microgrids.eu/micro2000/presentations/19.pdf> (дата обращения: 05.06.2018).
33. Mumtaz, F. Planning, operation, and protection of microgrids: An overview / F. Mumtaz, I.S. Bayram // Energy Procedia. - 2017. - Vol.107. - P.94-100.
34. Chris, M. Microgrid Evolution Roadmap Engineering, Economics, and Experience / M. Chris, S. Chatzivasileiadis, C. Abbey, G. Joos, P. Lombardi, P. Mancarella // 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST15)

35. Yoldaş, Y. Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities / Y. Yoldaş, A. Önen, S.M. Mueen, A.V. Vasilakos, İ. Alan // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2017. - Vol.72. - P. 205-214.
36. Chowdhury, S. Microgrids and Active Distribution Networks / S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley – London: The Institution of Engineering and Technology, 2009-321p.
37. Tan, Y. A review of technical challenges in planning and operation of remote area power supply systems / Y. Tan, L. Meegahapola, K.M. Muttaqi // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2014. - Vol.38. - P.876-889.
38. Dali, M. Hybrid solar–wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: control and energy management – experimental investigation / M. Dali, J. Belhadj, X. Roboam // Energy.- 2010. - Vol.35. - P.2587-2595.
39. Farag, H.E. Voltage and reactive power impacts on successful operation of islanded microgrids / H.E. Farag, M.M.A. Abdelaziz, E.F. El-Saadany // IEEE Transactions on Power Systems. - 2013. - Vol.28. - P.1716-1727.
40. Rajesh, K.S. A review on control of AC microgrid / K.S. Rajesh, S.S. Dash, R. Rajagopal, R. Sridhar // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2017. - Vol.71. - P.814-819.
41. Majumder, R. Some aspects of stability in microgrids / R. Majumder // IEEE Transactions on Power Systems. - 2013. - Vol.28. - P.3243–3252.
42. Cagnano, A. Prince — Electrical energy systems lab. A pilot project for smart microgrids / A. Cagnano, E. De Tuglie, L. Cicognani // Electric Power Systems Research. - 2017. Vol.148. - P.10–17.
43. Yilmaz, S. Optimal design of hybrid PV-Diesel-Battery systems for isolated lands: A case study for Kilis, Turkey / S. Yilmaz, F. Dincer // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2017. - Vol.77. - P.344-352.
44. Mazidi, P. Strategic maintenance scheduling in an islanded microgrid with distributed energy resources / P. Mazidi, M.A. Sanz Bobi // Electric Power Systems Research.- 2017.- Vol.148.- P171-182.

45. Branco, H. Battery energy storage systems as a way to integrate renewable energy in small isolated power systems / H. Branco, R. Castro, A.S. Lopes // *Energy for Sustainable Development* - 2018. - Vol.43. - P.90-99
46. Andrianesis, P. The impact of wind generation on isolated power systems: The case of Cyprus / P. Andrianesis, G. Liberopoulos, C. Varnavas // *2013 IEEE Grenoble Conference*
47. Hatziargyriou, N. Noninterconnected island systems: The Greek case / N. Hatziargyriou, I. Margaris, I. Stavropoulou, S. Papathanassiou, A. Dimeas // *IEEE Electrification Magazine*. - 2017. - Vol. 5. - Issue. 2.- P.17 - 27.
48. Voropai, N.I. Development of power supply to isolated territories in Russia on the bases of microgrid concept / N.I. Voropai, K.V. Suslov, T.V. Sokolnikova, Z.A. Styczynski, P. Lombardi // *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*
49. Nayar, C.V. Recent developments in decentralized mini-grid diesel power systems in Australia / C.V. Nayar // *Applied Energy*.- 1995.- Vol.52. - P.229-242.
50. Arriaga, M. Renewable energy alternatives for remote communities in Northern Ontario, Canada / M. Arriaga, C.A. Canizares, M. Kazerani // *IEEE Transactions on Sustainable Energy*.- 2013. - Vol.4. - P.661-670.
51. Billinton, R. Reliability evaluation of small stand-alone wind energy conversion systems using a time series simulation model / R. Billinton, B. Bagen, Y. Cui // *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*. - 2003. - Vol.150.- P.96-100.
52. Sigrist, L. Energy storage systems providing primary reserve and peak shaving in small isolated power systems: An economic assessment / L. Sigrist, E. Lobato, L. Rouco // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. - 2013. - Vol.53. - P.675-683.
53. Patel, A.M. Implementation Methodology of Integrated Renewable Energy System Modeling for Off-grid Rural Electrification: A review / A.M. Patel, S.K. Singal // *2018 International Conference and Utility Exhibition on Green*

Energy for Sustainable Development (ICUE)

54. Ghavidel, S. A review on the virtual power plant: Components and operation systems / S. Ghavidel, L. Li, J. Aghaei, T. Yu, J. Zhu // 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)

55. Saboori, H. Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types / H. Saboori, M. Mohammadi, R. Taghe, // 2011 Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)

56. Zamani, A.G. Day-ahead resource scheduling of a renewable energy based virtual power plant / A.G. Zamani, A. Zakariazadeh, S. Jadid // Applied Energy. - 2016. - Vol.169. - P.324-340.

57. Moghaddam, I.G. Risk-averse profit-based optimal operation strategy of a combined wind farm–cascade hydro system in an electricity market / I.G. Moghaddam, M. Nick, F. Fallahi, M. Sanei, S. Mortazavi // Renewable energy.- 2013.- Vol. 55. - P.252-259.

58. Adu-Kankam, K.O. Towards collaborative Virtual Power Plants: Trends and convergence / K.O. Adu-Kankam, L.M. Camarinha-Matos //Sustainable Energy, Grids and Networks.- 2018.- Vol. 16.- P.217-230.

59. Yu, S. Uncertainties of virtual power plant: Problems and countermeasures / S. Yu, F. Fang, Y. Liu, J. Liu // Applied Energy. - 2019.- Vol. 239.- P. 454-470.

60. Воропай, Н.И. Модель режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, И.Н. Шушпанов, Фам Чунг Шон, К.В. Суслов // Известия РАН. Энергетика. - 2013.- №6. - С.70-79.

61. McDonald, J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks / J. McDonald // Energy Policy.- 2008.- Vol. 36.- No. 6. -P.4346-4351.

62. Celli, G. Planning of reliable active distribution systems / G. Celli, E. Giani, G.G. Soma, F. Pilo // 2012 CIGRE Session

63. Ghadi, M.J. A review on economic and technical operation of active distribution systems / M.J. Ghadi, S. Ghavidel, A. Rajabi, A. Azizivahed, J. Zhang // Renewable and Sustainable Energy Reviews.- 2019.- Vol. 104. - P. 38-53.

64. Haddadian, H. Optimal operation of active distribution systems based on microgrid structure / H. Haddadian, R. Noroozian // Renewable Energy.- 2017. - Vol. 104.- P.197-210.

65. Лебедева, Н. Реклоузеры: насколько это выгодно? / Н. Лебедева // Кабель-news. - 2009.- №3. - С.22-23.

66. Кваша, Е.М. Эффективные инновации, или насколько выгодно применять реклоузеры? [Электронный ресурс] / Е.М. Кваша // "Энергия и Менеджмент.- 2009. - № 5(50). Режим доступа: http://www.web-energo.by/page.php?form_id=565 (дата обращения: 05.06.2017).

67. Симонов, А. Новый уровень управления аварийными режимами распределительных сетей с помощью реклоузеров / А. Симонов // Электрик. - 2013. - №3. - С. 8-11.

68. Крылова, Е. Реклоузеры. Тактика эффективного применения [Электронный ресурс] / Е. Крылова // ЭнергоНадзор. – 2009. - №6. – Режим доступа: <http://www.e-xecutive.ru/community/magazine/1348830-elena-krylova-reklouzery-taktika-effektivnogo-primeneniya> (дата обращения: 05.06.2017).

69. Popović, D.H. Placement of distributed generators and reclosers for distribution network security and reliability / D. H. Popović, J. A. Greatbanks, M. Begović, A. Pregelj // International Journal of Electrical Power & Energy Systems.- 2005. – Vol. 27.- P.398-408.

70. Alam, A. Switch and recloser placement in distribution system considering uncertainties in loads, failure rates and repair rates / A. Alam, V. Pant, B. Das // Electric Power Systems Research. - 2016.- Vol.140. - P. 619-630

71. Ханаев, В.В. Потребители-регуляторы: возможности и перспективы применения / В.В. Ханаев // Научно-технические ведомости СПбГПУ.- 2008.- №1. - С.59-64.

72. Краснощеков, П.С. Иерархические схемы проектирования и декомпозиционные численные методы / П.С. Краснощеков, В.В. Морозов, Н.М. Попов, В.В. Федоров // Известия РАН. Теория и системы управления. - 2001. - № 5. - С.80-89.

73. Воропай, Н.И. Иерархическое моделирование при обосновании развития электроэнергетических систем / Н.И. Воропай // Exponenta Pro. Математика в приложениях. - 2003. - №4. - С.24-27.

74. Воропай, Н.И. Оптимизация размещения источников питания при формировании рациональной конфигурации систем электроснабжения / Н.И. Воропай, О.В. Свеженцева // Электричество. - 2012. - №10. - С.7-14.

75. Khator, S.K. Power distribution planning: A review of models and issues / S.K. Khator, L.C. Leung // IEEE Transactions on Power Systems.- 1997.- Vol.12. №4. - P.1151-1159.

76. Temraz, H.K. Distribution system expansion planning models: An overview / H.K. Temraz, // Electric Power System Research. - 1993. - Vol.98. - №3. - P.61-70.

77. Georgilakis, P.S. A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research / P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou // Electric Power Systems Research. - 2015. - Vol.121. - №2. - P.89-100.

78. Карамов, Д.Н. Оптимизация состава оборудования автономных энергокомплексов, использующих возобновляемые источники и накопители энергии: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01 / Карамов Дмитрий Николаевич. - Иркутск, 2016. - 152с.

79. Voropai, N.I. Multicriteria reconfiguration of distribution network with distributed generation / N.I. Voropai, B. Bat-Undraal // Journal of Electrical and Computer Engineering. - 2012.- Vol. 2012.- P.1-8.

80. Андрикеева, С.А. Оптимизация использования автоматических пунктов секционирования для повышения надежности распределительной сети и энергоснабжения потребителей / С.А. Андрикеева, А.М. Гельфанд,

В.Р. Дубонос, В.Г. Наровлянский, О.А. Пшеничникова, А.Д. Толмачев // Электрические станции.- 2016.- №8.- С.30-34.

81. Pregelj, A. Recloser allocation for improved reliability of DG-enhanced distribution networks / A. Pregelj, M. Begovic', A. Rohatgi // IEEE Transactions on power systems. - 2006.- Vol. 21. - №3. - P.1442-1449.

82. Воротницкий, В. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10)_кВ / В.Воротницкий, С.Бузин // Новости электротехники. - 2005. -№ 3(33). - С.56-60.

83. Воропай, Н.И. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, Е.В. Козлова, В.С. Степанов, К.В. Суслов // Известия РАН. Энергетика. - 2014.- №1.- С.84-90.

84. Tah, A. Operation of small hybrid autonomous power generation system in isolated, interconnected and grid connected modes / A. Tah, D. Das // Sustainable Energy Technologies and Assessments. - 2016. - Vol.17. - P. 11-25.

85. Senjyu, T. Optimal configuration of power generating systems in isolated island with renewable energy / T. Senjyu, D. Hayashi, A. Yona, N. Urasaki, T. Funabashi // Renewable Energy.- 2007. - Vol.32. - №11. - P.1917-1933.

86. Behera, S. Analysis of isolated hybrid system for power supply to a remote island / S. Behera, S. Nandkeolyar // Energy Procedia. - 2017. - Vol.117. - P. 1040-1046.

87. Shi, B. Size optimization of stand-alone PV/wind/diesel hybrid power generation systems / B. Shi, W. Wu, L. Yan // Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers. - 2017. - Vol.73. - P. 93-101.

88. Celli, G. Implementation of energy storage in MV distribution networks – A cost/benefit analysis in the Italian regulatory framework / G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, G.G. Soma // 2018 CIGRE Session.

89. Khatod, D.K. Analytical approach for well-being assessment of small autonomous power systems with solar and wind energy sources / D.K.

Khatod, V. Pant, J. Sharma // IEEE Transactions on Energy Conversion. - 2010.- №25. - P.535-545.

90. Tan, Y. Impact of capacity value of renewable energy resources on RAPS system energy management / Y. Tan, K. Muttaqi, L. Meegahapola // 2013 IET Renewable Power Generation conference (RPG) .

91. Lotero, R.C. Distribution system planning with reliability / R.C. Lotero, J. Contreras, // IEEE Transactions on Power Delivery.- 2011.- №26 (4).- P.2552-2562.

92. Akbari, K. Optimal placement of distributed generation in radial networks considering reliability and cost indices / K. Akbari, E. Rahmani, A. Abbasi, M.-R. Askari // Journal of Intelligent and Fuzzy Systems.-2016. - Vol.30. - P.1077-1086.

93. Theo, W.L. Review of distributed generation (DG) system planning and optimization techniques: Comparison of numerical and mathematical modeling methods / W.L. Theo, J.S. Lim, W.S. Ho, H. Hashim, C.T. Lee // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2017.- Vol.67.- P.531–573

94. Sreeraj, E.S. Design of isolated renewable hybrid power systems / E.S. Sreeraj, K. Chatterjee, S. Bandyopadhyay // Solar Energy. - 2010. - Vol.84. - P.1124–1136.

95. Allan, G. The economics of distributed energy generation: a literature review/ G. Allan, I. Eromenko, M. Gilmartin, I. Kockar, P. McGregor // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2016. -Vol.42.- P.543–556.

96. Abd-el-Motaleb, A.M. Optimal sizing of distributed generation considering uncertainties in a hybrid power system / A.M. Abd-el-Motaleb, S.K. Bekdach // International Journal of Electrical Power & Energy Systems.- 2016. - Vol.82. - P.179-188.

97. Lombardi, P. Multi criteria optimization of an autonomous virtual power plant / P. Lombardi - Magdeburg: Otto-von-Guericke, 2011.- 108p.

98. Wu, Q. Multi-objective optimization of a distributed energy network integrated with heating interchange / Q. Wu, H. Ren, W. Gao, J. Ren // *Energy*.- 2016.- Vol.109.- P.353-364.
99. Chen, M-Y. Multi-objective optimization of the allocation of DG units considering technical, economical and environmental attributes / M-Y. Chen, S. Cheng // *Przegląd elektrotechniczny*. - 2012. - Vol.88. - P.233-237.
100. Юдин Д.Б. Вычислительные методы принятия решений / Д.Б. Юдин - М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит. 1989. - 320с.
101. Тятюшкин, А.И. Численные методы и программные средства оптимизации управляемых систем / А.И. Тятюшкин. - Новосибирск: Наука, 1992. -193с.
102. Воропай, Н.И. Многокритериальный анализ решений при планировании развития электроэнергетических систем / Н.И. Воропай, Е.Ю. Иванова // *Электричество*. - 2000. - № 11. - С. 2-9.
103. Подиновский, В.В. Паретооптимальные решения многокритериальных задач / В.В. Подиновский, В.Д. Ногин. - М.: Физматлит, 2007. - 256 с.
104. Ногин, В.Д. Эволюция принципа Энджворта-Парето / В.Д. Ногин, Н.А. Волкова // *Таврический вестник информатики и математики*. - 2006. - №1. - С.98-112.
105. Воропай, Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: Учебное пособие / Н.И. Воропай - Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000.- 273с.
106. Tavakoli, M.A. Review on reconfiguration methods of electric distribution networks / M.A. Tavakoli, M.R. Haghifam, H. Lesani, S. Sanakhan, E. Javan // 2006 TPE-06 3rd Int. Conf. on Technical and Physical Problems in Power Engineering.
107. Zhu, J. A Comprehensive method for reconfiguration of electrical distribution network / J. Zhu, X. Xiong, D. Hwang, A. Sadjadpour // 2007 IEEE PES, General Meeting.

108. Bud, C. A method on reconfiguration for the minimization of the interruptions frequency in power supply / C. Bud, M. Chindris, B. Tomoiaga // 2006 6th World Energy System Conference.
109. Графт М.Г. Принятие решений при многих критериях / М.Г. Графт. - М.: Наука, Гл. ред. физ.-мат. лит. 1989.- 320с.
110. Ногин В.Д. Сужение множества Парето: аксиоматический подход. / В.Д. Ногин. - М.:Физматлит, 2016 - 272 с.
111. Подиновский, В.В. Оптимизация по последовательно применяемым критериям / В.В. Подиновский, В.М. Гаврилов.- М.: Сов. радио, 1975.- 192с.
112. Лоскутов, А.Б. Гибкие распределительные сети с адаптивными алгоритмами - решение интеллектуализации городских сетей / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин, Л.А. Ларионов // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. - 2014.- № 2 (104).- С.173-178.
113. Mokryani, G. Active distribution networks planning with high penetration of wind power / G.Mokryani, Y.F. Hu, P. Pillai, H.-S. Rajamani // Renewable Energy. - 2017. - Vol.104.- P.40-49.
114. Shen, X. Multi-stage planning of active distribution networks considering the co-optimization of operation strategies / X. Shen, M. Shahidehpour, S. Zhu, Y. Han, J. Zheng // IEEE Transactions on Smart Grid. - 2018. - Vol.9.- Issue.2. - P. 1425 - 1433.
115. Khushalani, S. Restoration optimization with distributed generation considering islanding / S. Khushalani, N.N. Schulz// 2006 2nd IEEE Conference on Next Generation Internet Design and Engineering.
116. Hemdana, N.G.A. Optimal reconfiguration of radial MV networks with load profiles in the presence of renewable energy based decentralized generation N.G.A. Hemdana, B. Deppe, M. Pielke, M. Kurrat, T. Schmedesd, E. Wieben // Electric Power Systems Research.- 2014.- Vol.116.- P. 355–366.
117. Abdi, S. Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO–Monte Carlo approach / S. Abdi, K. Afshar, S.

Ahmadi, N. Bigdeli, M. Abdi // Electrical Power and Energy Systems. - 2014. - Vol.55. - P. 602-611.

118. Popovic, D.S. The optimal automation level of medium voltage distribution networks / D.S. Popovic, L.R. Glamocic, M.D. Nimrihter // Electric Power Energy Systems. - 2011. - Vol.33. - P.430-438.

119. Bernardon, D.P. AHP Decision-making algorithm to allocate remotely controlled switches in distribution networks / D.P. Bernardon, M. Sperandio, V.J. Garcia, L.N. Canha, A. da R. Abaide, E.F.B. Daza // IEEE Transactions on Power Delivery. - 2011. - Vol.26.- № 3. - P.1884-1892.

120. Bernardon, D.P. Allocation of remotely controlled switches for reliability assessment in distribution networks // D.P. Bernardon, A.R. Abaide, L.N. Canha, M. Sperandio, V.J. Garcia, N.K. Neto, R.A. Pressi // 2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)

121.Celli, G. Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks / G. Celli, F. Pilo // IEEE Transactions on Power Delivery. - 1999. - Vol.14. - P.1167-1172.

122. Goroohi Sardou, I. Modified shuffled frog leaping algorithm for optimal switch placement in distribution automation system using a multi-objective fuzzy approach / I. Goroohi Sardou, M. Banejad, R. Hooshmand, A. Dastfan // IET Generation, Transmission & Distribution.- 2012. - Vol.6. - P.493- 502.

123. Raoofat M. Simultaneous allocation of DGs and remote controllable switches in distribution networks considering multilevel load model / M. Raoofat // Electric Power Energy Systems. - 2011. - Vol 33. - P.1429-1436.

124. Systems, M. Reliability-constrained optimum placement of reclosers and distributed generators in distribution networks using an ant colony system algorithm / M. Systems, P.C. Cybernetics. // IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part C (Applications and Reviews).- 2008. -Vol.38.- P.757-764.

125. Javadian, S.A.M. Adaptive centralized protection scheme for distribution systems with DG using risk analysis for protective devices placement /

S.A.M. Javadian, M.R. Haghifam, S.M.T. Bathaee, M. Fotuhi Firoozabad // Electric Power Energy Systems. - 2013. - Vol.44. - P.337- 345.

126. Jabr, R.A. Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming / R.A.Jabr, R.Singh, B.C.Pal // IEEE Transactions on Power Systems. - 2012.- Vol.27.- №2.- P.1106-1115.

127. Taylor, J.A. Convex models of distribution system reconfiguration / J.A Taylor, F.S. Hover // IEEE Transactions on Power Systems. - 2012.- Vol.27.- №3. -P.1407-1413.

128. Borghetti, A. A Mixed-Integer linear programming approach for the computation of the minimum-losses radial configuration of electrical distribution networks / A.Borghetti // IEEE Transactions on Power Systems. -2012.- Vol.27. - №3. - P.1264-1273.

129. Haffner, S. Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—Part I: Problem formulation / S. Haffner; L.F.A. Pereira; L.A. Pereira; L.S. Barreto // IEEE Transactions on Power Delivery.- 2008. - Vol.23(2).- P.915-923.

130. Mokryani, G. Active distribution networks planning with integration of demand response / G. Mokryani // Solar Energy.- 2015. - Vol.122.- P.1362-1370.

131. Mokryani, G. Deterministic approach for active distribution networks planning with high penetration of wind and solar power/ G. Mokryani, Y.F. Hu, P. Papadopoulos, T. Niknam, J. Aghaei //Renewable Energy. - 2017. - Vol.113. - P.942-951.

132. Shen, X. Expansion planning of active distribution networks with centralized and distributed energy storage systems / X. Shen, M. Shahidehpour, Y. Han, S. Zhu, J. Zheng // IEEE Transactions on Sustainable Energy.-2017. - Vol.8.- Issue 1 - P.126-134.

133. Zhang, F. Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems / F. Zhang, Z. Hu, Y. Song // IET Generation, Transmission & Distribution.- 2013. - № 7(8). - P.919-928.

134. Saboori, H. Maximizing DISCO profit in active distribution networks by optimal planning of energy storage systems and distributed generators / H. Saboori, R. Hemmati // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2017. - Vol. 71. - P.365-372.

135. Li, Y. Optimal distributed generation planning in active distribution networks considering integration of energy storage / Y. Li, B. Feng, G. Li, J. Qi, D. Zhao, Y. Mu // Applied Energy. - 2018. - Vol. 210. - P. 1073-1081.

136. Mahto, T. Energy storage systems for mitigating the variability of isolated hybrid power system / T. Mahto, V. Mukherjee // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2015. - Vol.51.- P.1564-1577.

137. Guney, M.S. Classification and assessment of energy storage systems / M.S. Guney, Y. Tepe // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2017. - Vol.75. - P.1187-1197.

138. Beaudin, M. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review / M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenbergglabe, W. Rosehart // Energy for Sustainable Development.- 2010. - Vol.14(4).- P.302-314.

139. Pickard, W.F. Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply-demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources / W.F. Pickard, Q.A. Shen, N.J. Hansing // Renewable & Sustainable Energy Reviews. - 2009.- Vol.13(8).- P.1934-1945.

140. Bhatnagar, D. Evaluating utility procured electric energy storage resources: A perspective for state electric utility regulators [Электронный ресурс] / D. Bhatnagar, V. Loose // SANDIA REPORT SAND 2012-9422.- 2012. Режим доступа: <http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2012-9422.pdf> (дата обращения: 21.01.2016).

141. Khodadoost Arani, A.A. Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids / A.A. Khodadoost Arani, H. Karami, G.B. Gharehpetian, M.S.A. Hejazi // Renewable and Sustainable Energy Reviews.- 2017.- Vol.69.- P.9-18.

142. Sebastian, R. Modeling and simulation of a high penetration wind diesel system with battery energy storage / R. Sebastian // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. - 2011. - Vol.33(3). - P.767-774.

143. Chen, H. Progress in electrical energy storage system: a critical review / H. Chen, Y. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding // Progress in Natural Science: Materials International.- 2009.- Vol.19(3). - P.291-312.

144. Nielsen, K.E. Superconducting magnetic energy storage (SMES) in power systems with renewable energy sources / K.E. Nielsen, M. Molinas // Proceeding of the 2010 IEEE international symposium on industrial electronics (ISIE).

145. Hadjipaschalis, I. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications / I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, V. Efthimiou // Renewable & Sustainable Energy Reviews.- 2009.- Vol.13. - P.1513-1522.

146. Zhao, P. Energy efficiency analysis and off-design analysis of two different discharge modes for compressed air energy storage system using axial turbines / P. Zhao, L. Gao, J. Wang, Y. Dai // Renewable Energy. - 2016.- Vol.85. - P.1164-1177.

147. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). Стандарт организации. - М.: ОАО "ФСК ЕЭС", 2009 - 96 с.

148. Дорофеев, В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Энергоэксперт.- 2009.- № 4 (15). - С.28-34.

149. Шушпанов, И.Н. Разработка методов оценки надежности распределительной электрической сети и выбора мероприятий по её повышению: дис... канд. техн. наук: 05.14.02 / Шушпанов Илья Николаевич. - Иркутск, 2013 - 138с.

150. СО 153-34.20.118-2003 Методические указания по проектированию развития энергосистем. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003 - 38с.

151. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 352 с.
152. Руденко, Ю.Н. Надёжность систем энергетики / Ю.Н.Руденко, И.А.Ушаков - М.: Наука, 1986 - 251с.
153. Эндрени, Дж. Моделирование при расчётах в электроэнергетических системах / Дж. Эндрени: Пер. с англ: под ред. Ю.Н. Руденко. - М.: Энергоатомиздат, 1983, – 336 с.
154. Kochs, H.-D. Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen / H.-D. Kochs. - Berlin: Springer-Verlag Berlin, 1984. - 402с.
155. Rudion, K. Analysis of energy flow in electrical networks with strong dispersed generation (Energieflussanalyse in elektrischen Netzen bei stark verteilter Erzeugung) / K. Rudion, C.O. Heyde, Z.A. Styczynski, R. Barth, B. Hasche, D.J. Swider. - Report for Work Package AP 1.3, NETMOD Projekt, 30.08.2006.
156. Heyde, C.O. Calculation of network security management (NSM) intensity in the distribution system / C.O. Heyde, Z.A .Styczynski // 2007 19 International Conference on Electricity Distribution, CIRED.
157. Воропай, Н.И. Надёжность систем электроснабжения. Конспект лекций / Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2006. - 205с.
158. Billinton, R. Reliability evaluation of power systems / R. Billinton, N. Allan - New York: Plenum Publishing Corporation, 1996.- 286p.
159. Воропай, Н.И. Надёжность систем энергетики и их оборудования. Справочник: в 4-х т. Т.2. Надёжность электроэнергетических систем / Н.И. Воропай, Г.П. Гладышев, Т.В. Дзюбина и др.: под ред. М.Н. Розанова. - М.: Энергоатомиздат, 2000 - 568 с.
160. Антонов, Г.Н. Надёжность систем энергетики и их оборудования: Справочник / Г.Н. Антонов, В.И. Зоркальцев, Л.Д. Криворучский, Ю.Е. Малашенко, Ю.Н. Руденко, И.А. Ушаков, Ф.И. Фишбейн, М.Б. Чельцов, Г.Н. Черкесов: под ред. Ю.Н. Руденко. Том.1. Общие модели анализа и синтеза надёжности систем энергетики. М.: Энергоатомиздат, 1994.- 480с.

161. Шеметов, А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 „Электроснабжение“ / А.Н. Шеметов. - Магнитогорск: ГОУ ВПО „МГТУ им. Г.И. Носова“, 2006. - 141с.
162. Kamel, R.M. New inverter control for balancing standalone micro-grid phase voltages: A review on MG power quality improvement / R.M. Kamel // Renewable and Sustainable Energy Reviews.- 2016.- Vol. 63.- P.520-532.
163. Macken, K.J.P. Mitigation of voltage dips through distributed generation systems / K.J.P. Macken, M.H.J. Bollen, R.J.M. Belmans // 38th IAS Annual Meeting, IEEE. - 2003.- Vol. 2(12-16). - P.1068-1074.
164. Palizban, O. Microgrids in active network management – part II: System operation, power quality and protection / O. Palizban, K. Kauhaniemi, J.M. Guerrero // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2014. - Vol.36. - P.440-451.
165. L.Sigrist, A review of the state of the art of UFLS schemes for isolated power systems / L. Sigrist, L. Rouco, F.M. Echavarren // Electrical Power and Energy Systems – 2018. – Vol.99.- P. 525–539
166. Padron, S. Reducing under-frequency load shedding in isolated power systems using neural networks. Gran Canaria: A case study / S.Padron, M.Hernandez, A. Falcon // IEEE Transactions on Power Systems.- 2016.- Vol.31. - №1.- P.63-71.
167. Liu, Y. Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review / Y .Liu, S. Yu, Y. Zhu, D. Wang, J. Liu // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2018. - Vol.82.- Part 1.- P. 460-470
168. Basak, P. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid / P. Basak, S. Chowdhury, S. Halder nee Dey, S.P. Chowdhury // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2012. - Vol.16.- P.5545–5556.
169. Manoj Kumar M.V. Power quality of renewable isolated power systems - A case study / M.V. Manoj Kumar, R. Banerjee // 2010 5th International Conference on Industrial and Information Systems.

170. Смирнов С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения / С.С. Смирнов. - Новосибирск: Наука, 2010.- 327 с.

171. Dugan, R.C. Electrical Power Systems Quality / R.C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso, H.W. Beaty - second ed., New York: McGraw-Hill, 2003.- 525p.

172. Marei, M.I. A novel control algorithm for the DG interface to mitigate power quality problem / M.I. Marei, E.F. El-Saadany, M.M.A. Salama // IEEE Transactions on Power Delivery.- 2004. - Vol.19. - P.1384-1392.

173. Savaghebi, M. Selective compensation of voltage harmonics in grid-connected microgrids / M. Savaghebi, J.C. Vasquez, A. Jalilian, J.M. Guerrero, T-L. Leec // Mathematics and Computers in Simulation.- 2013. - Vol.91.- P. 211-228.

174. Гуляев, Е.Н. Электромагнитная совместимость полупроводниковых преобразователей с сетью и нагрузкой: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Гуляев Евгений Николаевич.- Уфа, 2010.- 175 с.

175. Франтасов, Д.Н. Повышение точности информационно-измерительных систем учёта электроэнергии: дис. ... канд. техн. наук: 05.11.16 / Франтасов, Дмитрий Николаевич. - Уфа, 2011.- 130 с.

176. Харлов, Н.Н. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебное пособие. / Н.Н. Харлов.- Томск: Изд-во ТПУ, 2007. - 207 с.

177. Lai, S. Cost effectiveness of harmonic mitigation equipment for commercial office buildings / S. Lai, T.S. Key // 2016 IEEE IAS Annual Meeting.

178. Antunes, H.M.A. Connection of a series hybrid filter in isolated microgrid for harmonic compensation / H.M.A. Antunes, S.M. Silva, B.-J.C. Filho, R.V. Ferreira, T.M.G. Costa // 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP).

179. Quan, X. Harmonic voltage resonant compensation control of a three-phase inverter for battery energy storage systems applied in isolated microgrid / X.

Quan, X. Dou, Z. Wu, M. Hu, J. Yuan // Electric Power Systems Research. - 2016. - Vol.131. - P.205–217.

180. Reese, J. Evaluation of harmonic compensation algorithms with parallel autonomously controlled inverters in isolated microgrids / J. Reese, D. Janning, F.W. Fuchs // 2013 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON

181. Смирнов, С.С. Метод определения фактических вкладов сети и потребителя в коэффициенты высших гармоник напряжения узла / С.С. Смирнов // Электричество.- 2005.- № 10.- С. 54-61.

182. Смирнов, С.С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения / С.С. Смирнов, Л.И. Коверникова // Электричество.- 1999.- № 2.- С.2-6.

183. Смирнов, С.С. Вклад потребителя в уровни напряжения высших гармоник в узлах электрической сети / С.С. Смирнов, Л.И. Коверникова // Электричество.- 1996. - №1 - С.56-64.

184. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И.В. Жежеленко. - М.: Энергоатомиздат, 2000. - 331 с.

185. Фокин, Ю.А. Качество напряжения в системах электроснабжения / Ю.А. Фокин, М.А. Калугина.- М.: МЭИ, 1987.- 64 с.

186. Arrillaga, J. Power system harmonics /J. Arrillaga, N.R. Watson. - 2nd.ed. - Chichester: Wiley, 2003. - 389p.

187. Wakiler, G. Power systems harmonics: Fundamentals, analysis and filter design / G. Wakiler. - Berlin: Springer, 2001.- 506 p.

188. Жежеленко, И.В. Исследование нелинейных искажений в электрических сетях металлургического предприятия / И.В. Жежеленко, А.А. Паин // Промышленная энергетика. - 1987. - №9.- С.30-34.

189. Arya, S.R. power quality improvement in isolated distributed power generating system using DSTATCOM / S.R. Arya, R. Niwas, K.K. Bhalla, B. Singh, A. Chandra, K. Al-Haddad // IEEE Transactions on Industry Applications. - 2015. - Vol.51. - Issue. 6. - P.4766 - 4774.

190. Kumar, M.V.M. Power quality of renewable isolated power systems — A case study / M.V.M. Kumar, R. Banerjee // 2010 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS).
191. Wang, T. X. Enhancement of voltage quality in isolated power systems / T.X. Wang, S.S. Choi // IEEE Transactions on Power Delivery. - 2007. - Vol.22. - Issue. 2 - P.1160-1168.
192. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 15.10.2017).
193. Mendis, N. Voltage quality behavior of a wind turbine based Remote Area Power System / N. Mendis, K.M. Muttaqi, S. Perera // 2009 IEEE International Conference on Industrial Technology
194. Gao, C. Research on coordinated control strategy for improving the frequency and voltage quality of power system based on adaptive fuzzy control using wind power and energy storage / C. Gao, X. Tang, L. Kong // 2017 IEEE International Conference on Energy Internet (ICEI). - 2017 - P.142-147.
195. Kamel, R.M. Standalone micro grid power quality improvement using inertia and power reserves of the wind generation systems / R.M.Kamel // Renewable Energy. - 2016. - Vol. 97. - P.572-584.
196. Цымбал, С. Интеллектуальные технологии в электроэнергетике / С. Цымбал, А. Коптелов // Энергорынок.- 2010. - №04(76). - С.57-59.
197. Сташкевич Е.В. Разработка математических моделей и методов координации суточных режимов систем электроснабжения и потребителей: дис... канд. техн. наук: 05.14.02 / Сташкевич Елена Владимировна. - Иркутск, 2015- 140с.
198. Stepanov, V.S. The market-based methods of load rescheduling of consumers and power system / V.S. Stepanov, E.V. Kozlova, L.M. Chebotnyagin, K.V. Suslov // Liberalization and Modernization of Power Systems: Smart Technologies for Joint Operation of Power Grids. The 5th International Conference

Proceedings. – Irkutsk: Energy Systems Institute, 2012. - P.254-259.

199. Папков Б.В., Управление электропотреблением в условиях рынка и интеллектуализации систем электроснабжения / Б.В. Папков, В.Л. Осокин - Княгинино: Нижегородский государственный инженерно-экономический институт, 2016.- 218с.

200. Осокин В.Л., Экспертное оценивание показателей последствий управления нагрузкой в сельскохозяйственном производстве/ В.Л. Осокин, Б.В. Папков // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. - 2017. - № 5 (151). - С. 175-181.

201. Кукель-Краевский, С.А. Электроэнергетическая система / С.А. Кукель-Краевский. - М., Л.: ГОНТИ НКТП. Ред. энерг. литературы, 1938. - 206 с.

202. Ханаев, В.А. Пути повышения маневренности Единой электроэнергетической системы СССР / В.А. Ханаев. - Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1991. - 145 с.

203. Федеральный закон от 26.03.2003г. № 35-ФЗ "Об электроэнергетике" (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://base.garant.ru/185656/> (дата обращения: 06.06.2011).

204. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. - 2-е изд., стереотипное, перепечатка с издания 1989 г. / В.И. Идельчик - М.: ООО «Издательский дом Альянс», 2009. - 592 с.

205. Ханаев, В.В. Исследование эффективности управления электрической нагрузкой при оптимизации развития электроэнергетических систем: дис... канд. техн. наук: 05.14.01 / Ханаев Вениамин Вениаминович. – Иркутск, 2008. - 146 с.

206. Ханаев, В.В. Управление электрической нагрузкой как средство повышения эффективности электроэнергетических систем / В.В. Ханаев // Энергетическая политика.- 2010.- № 3.- С.67-72.

207. Труфанов, В.В. Управление электрической нагрузкой: возможности и перспективы / В.В. Труфанов, В.В. Ханаев // Электрические

станции.- 2011.- № 2.- С. 2-6.

208. Brooks, B. A. Using real-time control of demand to help balance generation and load / B.A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, B. Wehl // IEEE Power & Energy Magazine. - 2010.- №3 -P.13-18.

209. Good, N. Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid / N. Good, K.A. Ellis, P. Mancarella // Renewable and Sustainable Energy Reviews.- 2017. -Vol.72.- P.57-72.

210. Molderink, A. Management and control of domestic smart grid technology / A. Molderink, V. Bakker, M.G.C. Bosman, J.L. Hurink, G.J.M. Smit// IEEE Transactions on Smart Grid.- 2010. - №2. - P.109-119.

211. Ghazvini, M.A.F. Demand response implementation in smart households / M.A.F. Ghazvini, J. Soares, O. Abrishambaf, R. Castro, Z. ale // Energy and Buildings. -2017.- Vol.143.- P.129-148

212. Keshtkar, A. Adaptive residential demand-side management using rule-based techniques in smart grid environments / A. Keshtkar, S. Arzanpour, F. Keshtkar // Energy and Buildings.- 2016. - Vol.133.- P.281-294.

213. Fazeli, A. Investigating the effects of dynamic demand side management within intelligent smart energy communities of future decentralized power system / A. Fazeli, E. Christopher, C.M. Johnson, M. Gillion, M. Summer // 2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe.

214. Jang, D.Variability of electricity load patterns and its effect on demand response: A critical peak pricing experiment on Korean commercial and industrial customers / D.Jang, J. Eom, M. J.Park, J.J. Rho // Energy Policy. - 2016. Vol.88.- P.11-26.

215. Волкова, И.О. Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации / И.О. Волкова, М.В. Губко, Е.А. Сальникова // Проблемы управления. - 2013. - №6. - С. 53-61.

216. Сальникова, Е.А. Формирование концепции активного потребителя в энергетике: дис. ... канд. техн. наук: 08.00.05 / Сальникова Евгения Александровна. - Санкт-Петербург, 2014.- 155 с.

217. Кобец, Б.Б., Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. - М.: ИАЦ Энергия, 2010.- 208с.

218. Дорофеев, В.В. Развитие электроэнергетической системы России с использованием принципов активно-адаптивной сети / В.В. Дорофеев // VI Международная научно-техническая конференция “Энергосбережение в электроэнергетике и промышленности” 17-18 марта 2010 г. Москва.

219. Kabalci, Y. A survey on smart metering and smart grid communication / Y. Kabalci // Renewable and Sustainable Energy Reviews.-2016. - Vol.57.- P.302-318.

220. Siano, P. Demand response and smart grids - A survey / P. Siano // Renewable and Sustainable Energy Reviews.- 2014.- Vol.30. - P.461–478.

221. Soares, J. A stochastic model for energy resources management considering demand response in smart grids / J. Soares, M.A.F. Ghazvini, N. Borges, Z. Vale // Electric Power Systems Research.- 2017. - Vol.143.- P.599-610.

222. Haider, H. T. A review of residential demand response of smart grid / H.T. Haider, O.H. See, W. Elmenreich // Renewable and Sustainable Energy Reviews.- 2016. -Vol.59.- P.166-178.

223. Neves, D. Impact of solar and wind forecast uncertainties on demand response of isolated microgrids / D. Neves, M.C. Brito, C.A. Silva // Renewable Energy.- 2016, - Vol.87, Part 2. - P.1003-1015.

224. Rajanna, S. Employing demand side management for selection of suitable scenario-wise isolated integrated renewal energy models in an Indian remote rural area / S. Rajanna, R.P. Saini // Renewable Energy. -2016. - Vol.99. - P.1161-1180.

225. Воропай, Н.И. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использование / Н.И. Воропай, С.В. Подковальников, В.В. Труфанов и др., Отв. Ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2015.- 448с.

226. Belyaev, L.S. Methods and models for optimization of energy systems development / L.S. Belyaev, Yu.D. Kononov, A.A. Makarov // Soviet Experience. Review of Energy Models. Luxemburg: IIASA.- 1976.- №3.- P.22-33.

227. Беляев, Л.С. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др.: Отв. ред. Л.С. Беляев, Ю.Н. Гуденко.- Новосибирск: Наука, 1980.- 240 с.

228. Ханаев, В.А. Автоматизация системных исследований развития ЕЭЭС СССР / В.А. Ханаев, В.В. Труфанов, А.М. Тришечкин // Электронное моделирование.- 1986.- т.8.- №6.- С.59-64.

229. Макаров, А.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства / А.А. Макаров, Л.А. Мелентьев - Новосибирск: Наука, 1973.- 275 с.

230. Беляев, Л.С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности / Л.С. Беляев. - Новосибирск: Наука, 1978.- 128 с.

231. Макаров, А.А. Методы и модели согласования иерархических решений / А.А. Макаров, Д.В. Шапот, А.С. Макарова и др.- Новосибирск: Наука, 1979.- 239 с.

232. Мелентьев, Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. - М.: Высшая школа, 1982.- 319 с.

233. Мелентьев, Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития / Л.А. Мелентьев.- М.: Наука, 1983.- 455 с.

234. Меренков, А.П. Развитие математического моделирования в системных энергетических исследованиях / А.П. Меренков // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт.- 1985.- №6.- С. 58-65.

235. Гамм, А.З. Теоретические основы системных исследований в энергетике / А.З. Гамм, А.А. Макаров, Б.Г. Санеев.- Новосибирск: Наука, 1986.- 334 с.

236. Математические модели для оптимизации развития электроэнергетических систем / под ред. Л.А. Мелентьева.- Иркутск: СЭИ, 1971.- 140 с.

237. Руденко, Ю.Н. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах / Ю.Н. Руденко, М.Б. Чельцов.- Новосибирск: Наука, 1974.- 263 с.
238. Волькенау, И.М. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М.Волькенау, А.Н.Зейлигер, Л.Д.Хабачев.- М.: Энергия, 1981.- 320 с.
239. Джангиров, В.А. Принципы совместной работы энергокомпаний в условиях электроэнергетического рынка / В.А.Джангиров, В.А. Баринов // Электричество.- 1995.- №3.- С. 2-11.
240. Волькенау, И.М. Об организации работ по перспективному развитию электроэнергетики России в новых экономических условиях / И.М.Волькенау, Л.Д.Хабачев, В.Д.Шлимович // Энергетическое строительство.- 1994.- №11.- С.44-48.
241. Системные исследования в энергетике в новых социально-экономических условиях /под ред. Л.С. Беляева и Ю.Д. Кононова.- Новосибирск: Наука, 1995.- 189 с.
242. Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления /под ред. А.П. Меренкова.- Новосибирск: Наука, 1996.- 359 с.
243. Воропай, Н.И. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях / Н.И.Воропай, В.В.Труфанов // Электричество.- 2000.- №10.- С. 6-13.
244. Baldick, R. Transmission planning issues in a competitive economic environment / R.Baldick, E.Kahn // IEEE Transactions on Power Systems. - 1993.- Vol.8, Issue:4. - P.1497–1503.
245. David, A.K. Transmission planning and investment under competitive electricity market environment / A.K.David, F.Wen // 2001 Power Engineering Society Summer Meeting.- 2001. - Vol.3.- P.1725-1730.

246. Thomas, R.J. Transmission system planning - The old world meets the new / R.J.Thomas, J.T.Whitehead, H.Outhred, T.D.Mount // Proceedings of the IEEE.- 2005.- Vol.93, Issue: 11. - P.2026–2034.

247. Latorre, G. Classifications of publications and models on transmission expansion planning / G.Latorre, R.D.Cruz, J.M.Areiza, A.Villegas // IEEE Transactions on Power Systems. - 2003. - Vol.18.- Issue: 2. - P.938–945.

248. Malheiro, A. Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems / A.Malheiro, P.M.Castro, R.M.Lima, A.Estanqueiro // Renewable Energy. - 2015. - Vol.83. - P.646-657.

249. Nikolic, D. Smart Grid in Isolated Power Systems – Practical Operational Experiences / D. Nikolic, M. Negnevitsky // Energy Procedia.- 2019.- Vol.159. – P. 466-471

250. Suomalainen, K. Wind power design in isolated energy systems: Impacts of daily wind patterns / K. Suomalainen, C. Silva, P. Ferrão, S. Connors // Applied Energy.- 2013. - Vol.101.- P.533-540.

251. Kwon, S. A superstructure model of an isolated power supply system using renewable energy: Development and application to Jeju Island, Korea / S. Kwon, W. Won, J. Kim // Renewable Energy.- 2016.- Vol.97.- P.177-188.

252. Dehghan, S. Reliability-constrained robust power system expansion planning / S. Dehghan, N. Amjady, A.J. Conejo // IEEE Transactions on Power Systems.- 2016.- Vol.31.- Issue: 3.- P. 2383 - 2392.

253. Tor, O.B. Congestion-Driven Transmission Planning Considering the Impact of Generator Expansion / O.B. Tor, A.N. Guven, M. Shahidehpour // IEEE Transactions On Power Systems.- 2008. -Vol.23.- №2. - P.781 - 789.

254. Flores-Quiroz, A. A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration / A. Flores-Quiroz, R. Palma-Behnke, G. Zakeri, R. Moreno // Electric Power Systems Research.- 2016. - Vol.136.- P.232-241.

255. Geoffrion, A.M. Generalized Benders decomposition / A.M. Geoffrion // Journal of Optimization Theory and Applications.- 1972.- Vol.10. - №4.- P.237-261.
256. Hemmati, R. Comprehensive review of generation and transmission expansion planning / R. Hemmati, R.A. Hooshmand, A. Khodabakhshian // IET Generation Transmission & Distribution.- 2013. –Vol.7. - № 9. – P. 955–964.
257. Georgilakis, P.S. A review of power distribution planning in the modern power systems era: Models, methods and future research / P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou // Electric Power Systems Research. - 2015. - Vol. 121.- P.89-100
258. Benders, J.F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems / J.F. Benders // Numerische mathematic.- 1962.- Vol. 4. - №1. - P.238–252.
259. Колоколов, А.А. Исследование декомпозиционного подхода для двухстадийной задачи размещения / А.А. Колоколов, Т.В. Леванова, А.С. Федоренко // Вестник Омского университета.- 2010.- №4. - С.24-31.
260. Косарев, Н.А. Разработка и анализ декомпозиционных алгоритмов для задач оптимального размещения предприятий: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук: 05.13.01 / Косарев, Николай Александрович - Омск, 2006 - 20с.
261. Рубанова, Н.А. Исследование задач размещения предприятий и разработка декомпозиционных алгоритмов их решения: автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук: 05.13.18 Рубанова, Наталия Алексеевна - Екатеринбург, 2007 - 19с.
262. Юдин, О.А. Моделирование размещения производства продукции с использованием торговых сетей / О.А. Юдин // Математические и инструментальные методы экономики. - 2012.- №4(89). - С.175-178.
263. Caramanis, M. Modeling generating unit size and economies of scale in capacity expansion with an efficient, real, number representation of capacity

additions / M. Caramanis, J.P. Stremel, L. Charny, // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - 1984. - Vol.PAS -103. - №3. - P.506–515.

264. Чжен Мэй Те Методология, модели и методы исследования развития структурно-неоднородных электроэнергетических систем: дис. ... д-ра. техн. наук: 05.14.01 / Чжен Мэй Те. - Иркутск, 1992 - 89с.

265. MacRae, C.A.G. A Benders decomposition approach to transmission expansion planning considering energy storage / C.A.G. MacRae, A.T. Ernst, M. Ozlen // Energy. - 2016. - Vol.112. - P.795-803.

266. Pereira, M.V.F. A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning / M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, S.H.F. Cunha, G. Oliveira // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - 1985. - Vol.PAS-104.- №11.- P.3074–3083.

267. Ma, H. Decomposition approach to unit commitment with reactive constraints / H. Ma, S.M. Shahidehpour // IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution. -1997.- Vol.144. - №2. - P.113–117.

268. Sadeghian, H.R. A novel approach for optimal economic dispatch scheduling of integrated combined heat and power systems for maximum economic profit and minimum environmental emissions based on Benders decomposition / H.R. Sadeghian, M.M. Ardehali // Energy. - 2016.- Vol.102 - P.10-23

269. Di, B. Distribution reconstruction based on Bender's decomposition including distributed generation / B. Di, L. Li, Y. Hui // 2012 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2012).

270. Nagarajan, A. Design and scheduling of Microgrids using Benders decomposition / A.Nagarajan, R.Ayyanar // 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)

271. Shahidehpour, M. Benders decomposition in restructured power systems / M. Shahidehpour, F. Yong. - IEEE Techtorial, 2005 – 59p.

272. Jayalakshmi, S. Reliability constrained intelligent placement of Distributed Generation in radial distribution feeder / S. Jayalakshmi, V. Balaji, S.

Subramanya Sarma // 2015 International Conference on Electrical, Electronics, Signals, Communication and Optimization (EESCO).

273. Rahmaniani, The benders decomposition algorithm: A Literature review / R. Rahmaniani, T.G. Crainic, M. Gendreau, W. Rei // European Journal of Operational Research.- 2017. - Vol.259. -Issue 3. - P.801-817.

274. Shahidehpour, M. Maintenance scheduling in restructured power systems / M. Shahidehpour, M. Marwali - New York: Springer Science+Business Media, 2000 - 562 p.

275. Hatziargyriou, N. Microgrids. Architectures and control / N. Hatziargyriou - Chichester: John Wiley and Sons Ltd, 2014. - 341p.

276. Kariniotakis, G.N. Dynamic modeling of microgrids / G.N. Kariniotakis; N.L. Soultanis; A.I. Tsouchnikas; S.A. Papathanasiou; N. D. Hatziargyriou // 2005 International Conference on Future Power Systems

277. Koutsoukis, N.C. Multi-stage power distribution planning to accommodate high wind generation capacity / N.C.Koutsoukis; P.S.Georgilakis; N.D. Hatziargyriou // 2015 IEEE Eindhoven PowerTech

278. Суслов, К.В. Программа определения оптимальных параметров функционирования изолированной энергетической системы / К.В. Суслов, Т.В. Сокольникова, Г. Хуавей, П. Ломбарди. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017612112, дата гос.рег. 15.02.17.

279. Шушпанов, И.Н. Программа расчета электрической мощности различных генерирующих источников в изолированных энергетических системах / И.Н. Шушпанов, К.В. Суслов. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018612391, дата гос.рег. 16.02.18.

280. Официальный сайт НАСА [Электронный ресурс]. URL: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (дата обращения 25.03.2017)

281. Сокольникова, Т.В. Определение оптимальных параметров накопителя для интеграции возобновляемых источников энергии в изолированных энергосистемах с активными потребителями / Т.В.

Сокольникова, К.В. Суслов, П. Ломбарди // Вестник Иркутского государственного технического университета.- 2015.- № 10.- С.206-211.

282. Маркович, И.М. Режимы энергетических систем / И.М. Маркович.- М.: Энергия, 1969. - 372 с.

283. Kariuki, K.K. Applications of customers outage costs in system planning, design and operation / K.K. Kariuki, R.N. Allan // IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution.- 1996.- Vol.143. - P.305-312.

284. CRA International “Assessment of the Value of the Customer Reliability (VRC)”, August 2002. - 121p.

285. Schoenung, S. Energy storage system costs update (SAND2011-2730) / S. Schoenung.- Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2011. – 30p.

286. Sokolnikova, T. Use of economic indexes for optimal storage dimensioning with an autonomous power system / T. Sokolnikova, Z. Styczynski, P. Lombardi, K. Suslov // 2013 IEEE PowerTech conference

287. Дроздов, С.Н. Комбинаторные задачи и элементы теории вычислительной погрешности / С.Н. Дроздов. - Таганрог: ТРТУ, 2000. - 62с.

288. Рейнгольд, Э. Комбинаторные алгоритмы. Теория и практика / Э. Рейнгольд, Ю. Нивергельт, Н. Део.- М.: Мир, 1980.-477 с.

289. Гудман, С. Введение в разработку и анализ алгоритмов / С. Гудман, С. Хидетниemi. - М.: Мир, 1981. - 368 с.

290. Кваша, Е.М. Что такое реклоузер? / Е.М. Кваша // Энергоэксперт.- 2012.- № 2.- С. 31–35.

291. Murty, P.S.R. Electrical power systems / P.S.R. Murty.- Oxford: Butterworth-Heinemann, 2017 – 840p.

292. Kundur, P. Definition and classification of power system stability / P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, V. Vittal // IEEE Transactions on Power Systems.- 2004.- Vol.19. Issue: 3. -P.1387 - 1401

293. Billinton, R. Power system reliability evaluation / R. Billinton.- New York: Gordon and Breach, 1970.- 229p.

294. Надежность систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов) / Отв. ред. Н.И. Воропай. – М.: ИАЦ "Энергия", 2007. – 192 с.
295. Биллингтон, Р. Оценка надежности электроэнергетических систем / Р. Биллингтон, Р. Аллан. - М. : Энергоатомиздат, 1988. - 282 с.
296. McDonald, J. Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks / J. McDonald // Energy Policy.- 2008. -Vol. 36. - №6. - P.4346-4351.
297. Fan, J. The evolution of distribution / J. Fan, S. Borlase // IEEE Power and Energy Magazine.- 2009. -Vol.7. -№ 2. - P. 63-68.
298. De Groot, R.J.W. Smart integration of distribution automation applications / R.J.W. De Groot, J. Morren, J.G. Slootweg // 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe conference.
299. Li, G. Customer satisfaction based reliability evaluation of active distribution networks / G. Li, Z. Bie, H. Xie, Y. Lin // Applied Energy.- 2016. - Vol.162. -P.1571-1578.
300. Шушпанов, И.Н. Разработка и исследование метода расчета надежности радиальной распределительной электрической сети / И.Н. Шушпанов, Н.И. Воропай // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 60. -СПб.: ПЭИПК, 2010. - С. 95-105.
301. Стычинский, З. Особенности модели надежности активной распределительной электрической сети / З. Стычинский, Н.И. Воропай, И.Н. Шушпанов, К.В. Суслов // Вестник Иркутского государственного технического университета.- 2013.- № 4 (75). - С.167-171.
302. Voropai, N. Mathematical model and topological method for reliability calculation of distribution networks / N. Voropai, Z. Styczynski, I. Shushpanov, K. Suslov // 2013 IEEE PowerTech Conference.
303. Шушпанов, И.Н. Программа для расчета надежности электрических сетей / И.Н. Шушпанов, К.В. Суслов. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015617825 дата гос. рег. 23.07.15

304. Зорин, В.В. Системы электроснабжения общего назначения / В.В. Зорин, В.В. Тисленко. - Чернигов: Черниговский государственный технологический университет, 2005. - 341 с.

305. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро: под ред. Д.Л. Файбисовича. - М.:НЦ ЭНАС, 2009 -392 с.

306. Воропай, Н.И. Методы обеспечения эффективности и надежности систем электроснабжения с распределенной генерацией/ Н.И. Воропай, Б. Бат-Ундрал // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 59. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009. - С. 344–350.

307.Issicaba, D. Adequacy and security evaluation of distribution systems with distributed generation / D. Issicaba, J.A.P. Lopes, M.A. Da Rosa // IEEE Transactions on Power Systems. - 2012. Vol.. 27. - № 3.- P. 1681–1689.

308. Фам Чунг Шон Разработка методов исследования режимной надежности систем электроснабжения с распределенной генерацией: дис... канд. техн. наук: 05.14.02 / Фам Чунг Шон. - Иркутск, 2013 - 193с.

309. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем / В.Г. Китушин. -М.: Высшая школа, 1984.- 256 с.

310. Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий.- М.: Изд. дом МЭИ, 2010.- 226 с.

311. Suslov, K. Distributed filtering of high harmonics in Smart Grid / K. Suslov, N. Solonina, A. Smirnov // 2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe conference.

312. Суслов, К.В. Перспективный путь снижения высших гармоник в питающей сети / К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, А.С. Смирнов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт.- 2012.- № 6. - С. 52-53.

313. Суслов, К.В. Цифровой счетчик раздельного измерения энергии основной гармоники и энергии гармонических составляющих / К.В. Суслов,

Н.Н. Солонина. Патент на полезную модель № 183341 Российская Федерация, МПК G01R 11/16.- Оpubл.18.09.2018, Бюл.№ 26.

314. Суслов, К.В. Программа определения мощностей гармонических составляющих высших порядков в электроэнергетической системе / К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, Д.О. Герасимов. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017619433, дата гос.рег. 24.08.2017.

315. Закарюкин, В.П. Качество электроэнергии в линиях ДПП / В.П. Закарюкин, А.В. Крюков // Наука и техника транспорта.- 2008.- № 3. - С.60-64.

316. Suslov, K.V. Distributed filtering of high harmonics in Smart Grid / K.V. Suslov, N.N. Solonina A.S. Smirnov // CIGRE 2011 Bologna Symposium - The Electric Power System of the Future: Integrating Supergrids and Microgrids.

317. Chanedeau, G. Frequency measurement with high accuracy and method for harmonics identification in polluted distribution power networks / G. Chanedeau, J. Gaubert, L. Rambault, J. Tissier // 2012 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT).

318. Kovernikova, L.I. The problems of centralized decrease of harmonic voltages in the HV networks with distributed nonlinear loads / L.I. Kovernikova // 2010 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP).

319. Byman, B. Using distributed power quality monitoring for better electrical system management / B. Byman, T. Yarborough, R. Schnorr Von Carolsfeld, J. Van Gorp, // IEEE Transactions on Industry Application. - 2000. - Vol.36.- Issue.5. - P.1481 - 1485.

320. Castaldo, D. Power quality analysis: a distributed measurement system / D. Castaldo, D. Gallo, C. Landi, R. Langella, A. Testa // 2003 IEEE PowerTech Conference.

321. Ayuev, B. IPS/UPS Wide Area Monitoring System / B. Ayuev, P. Erokhin, Y. Kulikov // 2006 CIGRE Session.

322. Chow, J. Synchrophasor data and their application in power system control / J. Chow // 2010 IEEE 49th Conference on Decision and Control

323. Vanfretti, L. Synchrophasor data applications for wide-area system / L. Vanfretti, J. Chow // 2011 17th Power System Computation Conference.

324. Smirnov, A.S. Separate measurement of fundamental and high harmonic energy at consumer inlet - a way to enhancement of electricity use efficiency / A.S. Smirnov, N.N. Solonina, K.V. Suslov // 2010 PowerCon, International Conference on Power System Technology.

325. Суслов, К.В. Применение распределенного мониторинга качества электрической энергии в Microgrid / К.В.Суслов, Н.Н.Солонина, А.С.Смирнов, З.В.Солонина // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2014, №6.- С. 185-189.

326. Суслов, К.В. Современные подходы к оценке качества электрической энергии / К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, Д.О .Герасимов // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2017. – Т.19. –№ 7-8. – С.88-97.

327. Suslov, K.V. A principle of power quality control in the intelligent distribution networks / K.V. Suslov, N.N. Solonina, V.S. Stepanov // 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST 2015)

328. Суслов, К.В. Программа для расчета и управления уровнем гармонических составляющих в питающей электрической сети / К.В. Суслов, Н.Н. Солонина, Ю.Д. Герасимов. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016613995. Дата гос.рег. 12.12.2016.

329. Wai Hou L., "A review on applications of model predictive control to wind turbines / L. Wai Hou, J.A. Rossiter, B.L. Jones. // 2014 UKACC International Conference on Control (CONTROL)

330. Liu, F. Active disturbance rejection control based on EID compensation for LFC with communication delays / F. Liu, Z. Xu, Y.Li, D. Sidorov // IFAC Journal of Systems and Control.- 2018. - Vol. 6. - P. 25 - 32.

331. Веремей Е.И. Введение в задачи управления на основе предсказаний: учеб. пособие / Е.И. Веремей, В.В. Еремеев [Электронный

ресурс]. – Режим доступа: <http://matlab.exponenta.ru/modelpredict/book1/0.php> (дата обращения: 22.12.2018).

332. Camacho E.F., Bordons C. Model predictive control / E.F. Camacho, C. Bordons - Springer, 2007.- 405 p.

333. Sidorov, D. Integral dynamical models: singularities, signals & control / D. Sidorov // World Scientific Series on Nonlinear Science. Series A, Vol 87.- Singapore: World Scientific Publ. Pte Ltd, 2015.- 243p.

334. Korber, A. Model predictive control for wind turbines / A. Korber, R. King. // 2010 European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC).

335. Menezes, E. J. N. A review on wind turbine control and its associated methods / E. J. N. Menezes, A. M. Araújo, N. S. Bouchonneau da Silva // Journal of Cleaner Production.- 2018. - Vol.174. - P.945-953

336. He, Z. The dynamic characteristics numerical simulation of the wind turbine generators tower based on the turbulence model / Z.He, J.Xu, W.Xiaoyu // 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2009.

337. Li, J. Dynamic characteristics analysis of the offshore wind turbine blades / J. Li, J. Chen, X. Chen // Journal Marine Science.- 2011. - Vol.10. – P.82-87.

338. Manyonge, A.W. Mathematical modelling of wind turbine in a wind energy conversion system: Power coefficient analysis / A.W.Manyonge, R.M.Ochieng, F.N.Onyango, J.M.Shichikha // Applied Mathematical Sciences. – 2012. - Vol.6. - № 91. - P. 4527-4536.

339. Bhandari, B. Mathematical Modeling of Hybrid Renewable Energy System: A Review on Small Hydro-Solar-Wind Power Generation / B .Bhandari, S. Poudel, K. Lee, S. Ahn // International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology.- 2014. - Vol.1. - №2. – P.157-173.

340. Suslov, K.V. Integral models for control of smart power networks / K. Suslov, S. Solodusha, D. Gerasimov// IFAC-PapersOnLine. – 2016. – Vol. 49. – Issue 27. – P.439-444

341. Volterra, V. A Theory of functionals, integral and integro-differential equations / V. Volterra. - New York: Dover Publ., 1959. – 288 p.
342. Веников, В.А. Кибернетические модели электрических систем / В.А. Веников, О.А. Суханов. - М.: Энергоиздат, 1982. - 327 с.
343. Fomin, O. Method of building an intelligent computing systems for diagnostics using Volterra kernels moments / O. Fomin., M. Marsi, V. Pavlenko // 2015 9th International Conference on Computer Engineering and Applications.
344. Пупков, К.А. Теоретические основы технической кибернетики (Функциональные ряды в теории нелинейных систем) / К.А. Пупков, В.И. Капалин, А.С. Ющенко - М.: Наука, 1976. - 448 с.
345. Stegmayeer G. Volterra series and neural networks to model an electronic device nonlinear behaviour / G. Stegmayeer // 2004 IEEE International Conference on Neural Networks.
346. Minu, K.K. Volterra kernel identification by wavelet networks and its applications to nonlinear nonstationary time series / K.K. Minu, C. Jessy John // Journal of Information and Data Management.- 2012.- Vol.1.- № 1. - P.4-9.
347. Сидоров, Д.Н. Моделирование нелинейных нестационарных динамических систем рядами Вольтерра: идентификация и приложения / Д.Н. Сидоров // Сибирский журнал индустриальной математики.- 2000.- Т. 3.- № 1 (5).- С. 182-194.
348. Sidorov, D.N. On impulsive control of nonlinear dynamical systems based on the Volterra series / D.N. Sidorov // 2011 IEEE Environment and Electrical Engineering Conference (EEEIC).
349. Pavlenko, V. Identification accuracy of nonlinear system based on Volterra model in frequency domain / V. Pavlenko, A. Fomin, S. Pavlenko, Y. Grigorenko// AASRI Procedia. – 2013. – Vol.4.- P.297-305
350. Pavlenko, V.D. Identification of nonlinear dynamical systems using Volterra model with interpolation method in frequency domain./ V.D. Pavlenko, V.O. Speransky // Electrotechic and Computer Systems. - 2012. - Vol. 05 (81).- P. 229-234.

351. Sidorov, N.A. Generalized solutions to integral equations in the problem of identification of nonlinear dynamic models / N.A. Sidorov, D.N. Sidorov // Automation and Remote Control. - 2009. - Т. 70.- №. 4. - P. 598-604.

352. Sidorov, D.N. Deterministic learning of Volterra Models for nonlinear dynamical systems identification / D.N. Sidorov, A.S. Apartsyn // 2005 International Conferences on Computational Science and Its Applications (ICCSA).

353. Сидоров, Д.Н. Методы анализа интегральных динамических моделей. Теория и приложения. / Д.Н. Сидоров. - Иркутск: ИГУ, 2013-293 с.

354. Belbas, S.A. Numerical solution of multiple nonlinear Volterra integral equations / S.A. Belbas, Yu. Bulka // Applied Mathematics and Computation. - 2011. - Vol.217. - № 9.- P.4791-4804.

355. Пронин, Н.В. Модель ветрогенератора ВЭУ-3 в пакете MATLAB / Н.В. Пронин, А.С. Мартьянов // Вестник ЮУрГУ. Энергетика.- 2012.- №37(296).- С.143-145.

356. Margaritis, I.D. Direct drive synchronous generator wind turbine models for power system studies / I.D. Margaritis, N.D. Hatziaargyriou // 2010 7th Mediterranean Conf. and Exhibition Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion.

357. Sedaghat, A. Aerodynamic design of a 300 kW horizontal axis wind turbine for province of Semnan / A. Sedaghat, M. Mirhosseini // Energy Conversion and Management.- 2012. -Vol.63.- P.87-94.

358. Siegfried, H. Grid integration of wind energy conversion systems / H. Siegfried. - New York: John Wiley & Sons Ltd, 1998.- 426 p.

359. Герасимов, Д.О. Имитационная модель ветроагрегата с горизонтальной осью вращения / Д.О. Герасимов, К.В. Суслов. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016610203. Дата гос.рег. 11.01.16

360. Апарцин, А.С. Неклассические уравнения Вольтерра I рода. Теория и численные методы / А.С. Апарцин - Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1999. -192 с.

361. Apartsyn, A.S. Nonclassical linear Volterra equations of the first kind / A.S. Apartsyn - Boston: VSP Utrecht, 2003.-170p.

362. Apartsyn, A.S. Modeling of nonlinear dynamic systems with Volterra polynomials: elements of theory and applications / A.S. Apartsyn, S.V. Solodusha, V.A. Spiryaev // International Journal of Energy Optimization and Engineering.- 2013. -Vol.2.- № 4.- P. 16–43.

363. Апарцин, А.С. Применение интегро-степенных рядов Вольтерра к моделированию динамики теплообменников / А.С. Апарцин, Э.А. Таиров, С.В. Солодуша, Д.В. Худяков // Известия РАН. Энергетика. - 1994.- № 3. - С. 138–145.

364. Солодуша, С.В. Численное моделирование динамики теплообмена модифицированным квадратичным полиномом Вольтерры / С.В. Солодуша // Вычислительные технологии.- 2013.- Т.18.- № 2.- С.83–94.

365. Солодуша, С.В. Пакет “Динамика” для исследования динамических процессов рядами Вольтерра / С.В. Солодуша // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника.- 2017. -Т.17. - №2. - С. 83-92.

366. Герасимов, Д.О. Программа определения параметров ветроэнергетической установки / Д.О. Герасимов, К.В. Суслов, С.В. Солодуша. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016617137. Дата гос.рег. 28.06.16.

367. Апарцин, А.С. О сходимости численных методов решения билинейного уравнения Вольтерра I рода / А.С. Апарцин // Журнал вычислительной математики и математической физики. - 2007. - Т. 47. - № 8. - С.1378-1386.

368. Sidorov, D.N. Convex majorants method in the theory of nonlinear Volterra equations / D.N. Sidorov, N.A. Sidorov // Banach Journal of Mathematical Analysis.- 2012.- Vol.6. - № 1. - P. 1-10.

369. Сидоров, Д.Н. Существование и разрушение главных по Канторовичу непрерывных решений нелинейных интегральных уравнений /

Д.Н.Сидоров // Дифференциальные уравнения.- 2014.- Т.50.- №9.- Р.1231-1237.

370. Солодуша, С.В. Программа расчета динамических характеристик изолированной системы электроснабжения/ С.В. Солодуша, Д.О. Герасимов, К.В. Суслов. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017611394. Дата гос.рег. 02.02.17

371. Suslov, K.V. Smart Grid: Algorithms for control of active-adaptive network components / K.V. Suslov, D.O. Gerasimov, S.V. Solodusha // 2015 IEEE PowerTech conference.

372. Solodusha, S.V. A New algorithm for construction of quadratic Volterra model for a non-stationary dynamic system / S.V. Solodusha, K.V. Suslov, D.O. Gerasimov // IFAC- Papers Online. - 2015.- Vol.48.- №11.- P. 982-987.

373. Fattahi Meyabadi, A. A review of demand-side management: Reconsidering theoretical framework / A. Fattahi Meyabadi, M.H. Deihimi // Renewable and Sustainable Energy Reviews.- 2017. - Vol.80. - P.367-379.

374. Zhanng, N. Investigating the impact of demand side management on residential customers / N. Zhanng, L.F. Ochoa, D.S. Kirschen // 2011IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) European Conference.

375. Zhang, Q. Enterprise-wide optimization for industrial demand side management: Fundamentals, advances, and perspectives / Q. Zhang, I.E. Grossmann // Chemical Engineering Research and Design. - 2016. - Vol.116. - P.114-131.

376. Voropai, N. Demand side management and load control in Russia: Experience and perspective view for the next two decades / N. Voropai, D. Efimov, V .Khanaev // 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting.

377. Степанов, В.С. Управление электропотреблением путём деформации графиков нагрузки потребителей / В.С. Степанов, К.В. Суслов, Е.В. Козлова // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2012. - №9(68). - С.231-235.

378. Stepanov, V. Demand Response for Different Power Supply Systems/ V. Stepanov, K. Suslov, E. Kozlova, Z. Styczynski, N.Voropai // 2014 5th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe.

379. Stepanov, V. Energy-intensive manufacturing enterprises as active players in demand side management system / V.Stepanov, K.Suslov, E.Stashkevich, Z. Styczynski, N. Voropai, P. Komarnicki // 2016 6th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe.

380. Stepanov, V. Electricity demand and management capabilities of an industrial enterprise and technical and economic preconditions for their implementation / V. Stepanov, K. Suslov, E. Kozlova, Z. Styczynski // 2013 IEEE PowerTech Conference.

381. Порожнявый, Б.Н. Использование электродвигателей водоотливного комплекса в качестве потребителей-регуляторов электрических нагрузок / Б.Н.Порожнявый, В.И.Шуцкий // Известия вузов. Горный журнал. – 1989.- №3- С.103-106.

382. Хронусов, Г.С. Вопросы оптимизации режимов электропотребления промышленных предприятий / Г.С. Хронусов // Промышленная энергетика. - 1985.- №7. С. 7-9.

383. Sidorov, D. Volterra Models in Load Leveling Problems / D. Sidorov, A. Zhukov, A. Foley, A. Tynda, I. Muftahov, Y. Li, // 2018 International Conference “Green Energy and Smart Grids”

384. Шушпанов, И.Н. Математическая модель и топологический метод расчета надежности распределительной электрической сети / И.Н. Шушпанов, К.В. Суслов, Н.И. Воропай // Вестник Иркутского государственного технического университета. - 2012. - № 6 (65). - С. 137-141.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – ТЕСТОВАЯ ЗАДАЧА ДЛЯ ДЕМОНСТРАЦИИ РАБОТЫ АЛГОРИТМА ТОПОЛОГИЧЕСКОГО МЕТОДА РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Для демонстрации работы алгоритма топологического метода расчета надежности распределительной сети использованы материалы, представленные в работах [149, 384].

На рисунке П.1.1 представлена условная тестовая электрическая схема.

На схеме показаны следующие элементы: 1 – источник питания (генератор); 2 – шины, 3 и 9 – трансформаторы; 4, 6 и 8 – шины трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ; 5 и 7 – линии. Следует отметить, что элемент 7 в нормальном состоянии отключен.

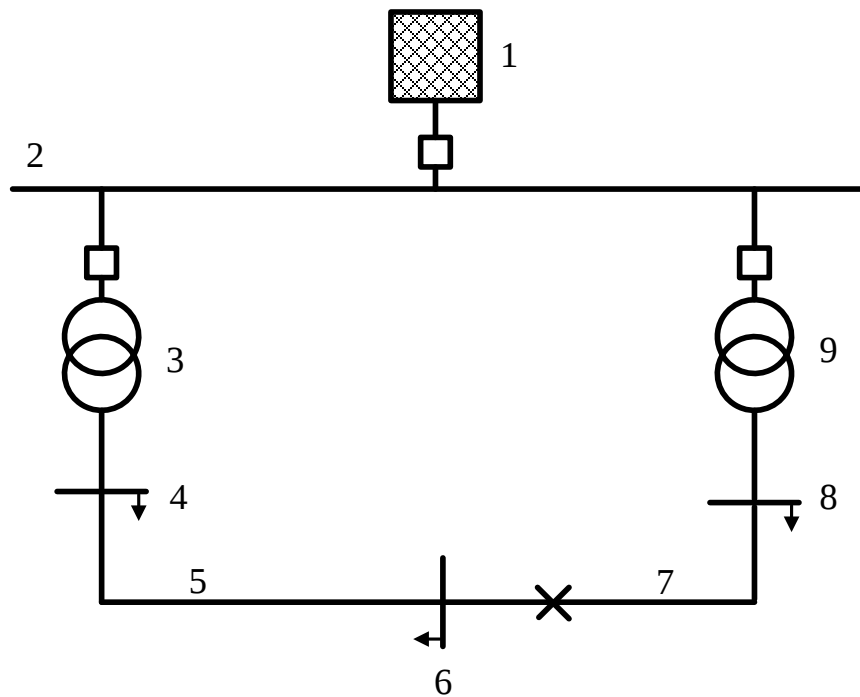


Рисунок П.1.1 – Тестовая электрическая схема

В таблице П.1.1 приведена исходная топологическая матрица схемы. Данная матрица позволяет охарактеризовать топологию электрической схемы. В частности, обозначение 2 соответствует тому, что элемент находится в рабочем состоянии. Обозначение 1 говорит о том, что элементы имеют между собой

электрическую связь. В случае если в диагонали записан 0, то это значит, что данный элемент находится в отключенном состоянии.

Таблица П.1.1 – Исходная топологическая матрица для тестовой электрической схемы.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2	1	-	-	-	-	-	-	-
2	1	2	1	-	-	-	-	-	1
3	-	1	2	1	-	-	-	-	-
4	-	-	1	2	1	-	-	-	-
5	-	-	-	1	2	1	-	-	-
6	-	-	-	-	1	2	1	-	-
7	-	-	-	-	-	1	0	1	-
8	-	-	-	-	-	-	1	2	1
9	-	1	-	-	-	-	-	1	2

Для осуществления расчетов графическое описание состояния электрической сети переводится в матричную форму записи.

На основании данных таблицы П.1.1, для тестовой электрической схемы формируется матрица состояния системы «С» [158]. При составлении матрицы, пустые ячейки заполняются нулями.

$$C = \begin{pmatrix} 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 \end{pmatrix} \quad (\text{П.2.1})$$

В таблице П.2.2 приведены исходные показатели надежности для каждого элемента [149, 384].

Был проведен анализ состояний рассматриваемой схемы по критерию $n - 1$. Для этого сформирована матрица отказов элементов схемы, которая для рассматриваемой тестовой электрической схемы представлена в таблице П.1.3.

Для обеспечения бесперебойности электроснабжения в случае выхода из строя одного из элементов необходимо провести реконфигурацию сети.

Например, изменение конфигурации схемы за счет подключения линии (элемент 7), которая является отключенной в нормальном состоянии, позволяет в четвертом состоянии схемы (таблица П.1.5) обеспечить электроснабжение потребителей (элементы 4 и 6). Поэтому, возможность реконфигурации позволяет существенно повысить надежность электроснабжения.

Затем проводится формирование новой матрицы состояний элементов, которая учитывает уже измененную конфигурацию сети (включение элемента 7) (таблица П.1.5). Принцип составления данной матрицы аналогичен принципу составления аналогичной матрицы до реконфигурации тестовой схемы электрической сети (таблица П.1.4). Таблица П.1.5 иллюстрирует рабочее либо нерабочее состояния элементов в этом случае для всех 10 возможных состояний электрической схемы после проведенной реконфигурации.

Таблица П.1.5 – Топологическая матрица состояния элементов системы после реконфигурации тестовой электрической сети.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	0	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	0	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	0	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	0	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	0	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	0	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	0

На следующем шаге составляется матрица времени восстановлений элементов (таблица П.1.6). Формирование данной матрицы осуществляется для различных состояний электрической схемы [384].

При составлении с использованием информации о состоянии элементов системы, которая содержится в таблицах П.1.4 и П.1.5. В случае, если в таблицах

П.1.4 и П.1.5 в рассматриваемом состоянии схемы для элемента записана 1, это означает, что элемент находится в рабочем состоянии, и в матрицу значений времени восстановления для различных состояний схемы (таблица П.1.6) для этого случая записывается 0. Если в таблицах П.1.4 и П.1.5 для конкретного элемента в конкретном состоянии схемы записан 0, это значит, что данный элемент будет в нерабочем состоянии и до, и после изменения конфигурации. В таком случае в матрицу вносится значение времени восстановления этого элемента, в случае его отказа, либо другого элемента, отказ которого вызвал нерабочее состояние рассматриваемого элемента. Время восстановления записывается в часах.

Таблица П.1.6. – Матрица значений времени восстановления.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
3	0	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
4	0	0	68,2	0,5	0,5	0,5	0	0	0
5	0	0	0	16,4	0,5	0,5	0	0	0
6	0	0	0	0	14,2	0,5	0	0	0
7	0	0	0	0	0	16,4	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	14,2	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	16,4	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0,5	68,2

Если в матрице состояний элементов до реконфигурации схемы тестовой электрической сети (таблица П.1.4) для какого-либо элемента записан 0, а в матрице состояний элементов после реконфигурации (таблица П.1.5) записана 1, то это значит, что данный элемент до реконфигурации схемы находился в нерабочем состоянии элемент, а после реконфигурации оказался в рабочем состоянии. В таком случае время восстановления данного элемента схемы будет определяться временем включения линии, которая в нормальном состоянии была в отключенном состоянии. На основе опыта эксплуатации принято, что данный период времени составляет 30 минут [149, 384].

Далее определяются значения величин частоты отказов и вероятности отказов элементов рассматриваемой тестовой электрической схемы. Для этого составляется матрица интенсивностей отказов элементов, которая формируется аналогичным образом (таблица П.1.7). Если в матрицах таблиц П.1.4 и П.1.5 в рассматриваемом состоянии схемы для рассматриваемого элемента записаны 1, это значит, что элемент находится в рабочем состоянии. В этом случае в матрицу значений интенсивностей отказов записывается 0. Если в топологических матрицах, представленных в таблицах П.1.4 и П.1.5, для какого-либо элемента записан 0, это означает, что элемент находится в нерабочем состоянии. В матрицу вносится значение интенсивности отказов данного элемента, если в этом состоянии произошел отказ его самого, либо интенсивность отказов иного элемента, отказ которого привел к его нерабочему состоянию.

Таблица П.1.7. – Матрица величин интенсивности отказов элементов.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12
3	0	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039
4	0	0	0,0016	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0,0039	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0,0813	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0,0039	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0,0813	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0,0039	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0016

Суммарные значения интенсивностей отказов и времени восстановления элементов для всех состояний электрической схемы рассчитываются путем суммирования соответствующих столбцов матриц, представленных в таблицах П.1.6 и П.1.7.

На рисунке П.1.2 показаны диаграммы итоговых показателей надежности элементов [149, 384], которые были рассчитаны по формулам, которые приведены выше.

Необходимо отметить, что расчеты произведены для двух случаев - как с учетом режимов, так и без учета режимов электрической сети. Расчеты без учета режимов предполагают только учет топологии схемы распределительной электрической сети. При расчетах с учетом режимов принимаются во внимание также электрические параметры: уровни напряжений на подстанциях (пунктах отбора мощности), перетоки в линиях и т.д.

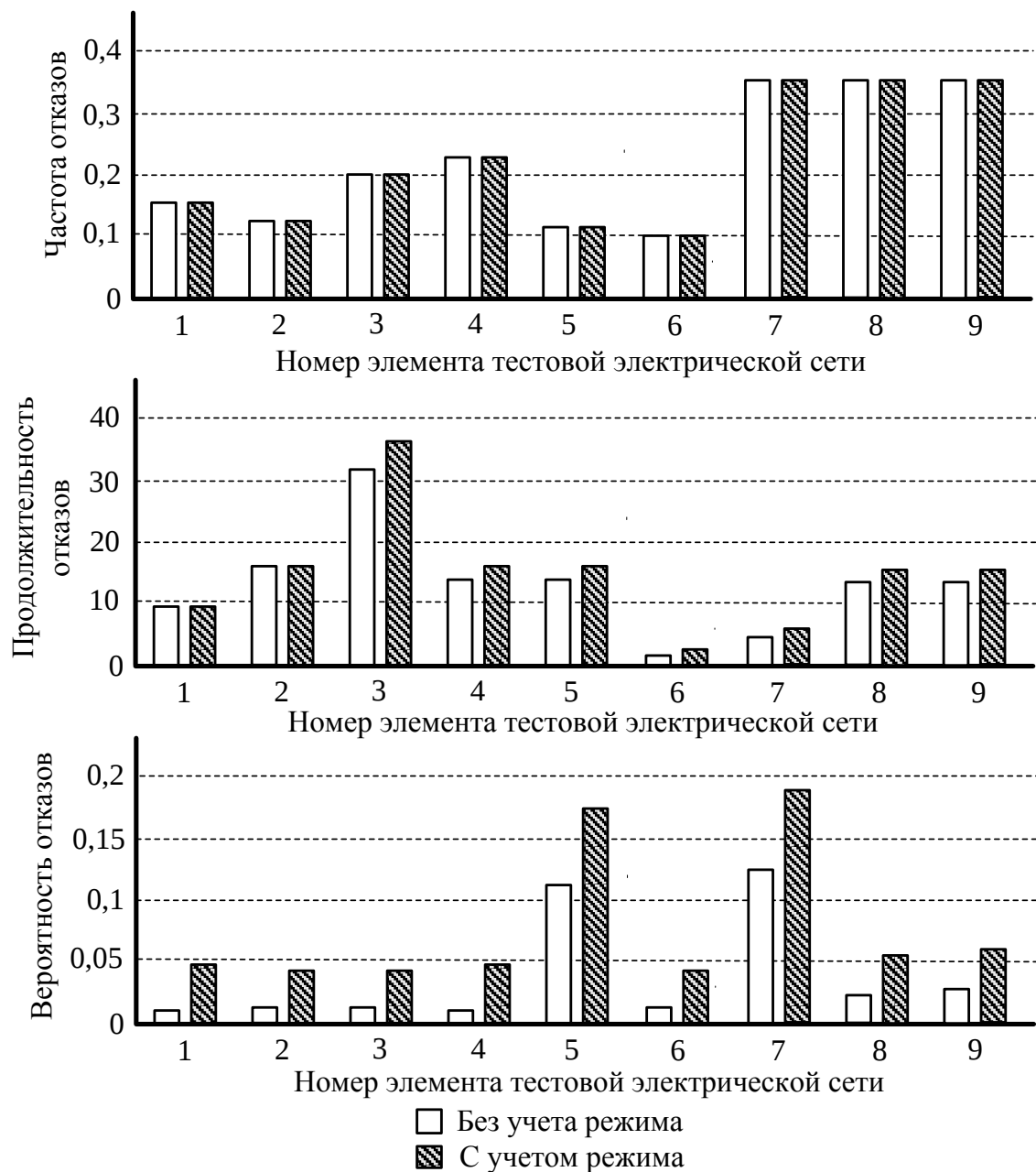


Рисунок П.1.2 – Показатели надежности для тестовой схемы

Представленный алгоритм позволяет рассчитать показатели надежности активной распределительной электрической сети изолированной СЭС. Причем имеется возможность произвести расчеты, как с учетом режимов, так и без учета режимов работы сети. В результате расчетов выявлено, что вероятность отказа и время восстановления самой электрической сети больше, чем значения каждого из входящих в нее элементов. Это означает то, что отказ элемента происходит не только в виду его повреждения. Также это может происходить в случае, если по нему протекает ток, превосходящий номинальное значение или величина напряжения становится ниже минимально допустимого значения.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПРИМЕРЫ ДЛЯ ДЕМОНСТРАЦИИ МЕТОДИКИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Предприятие цветной металлургии.

Рассмотрим сценарий управления спросом на примере энергоемкого предприятия. На рисунке П.2.1 представлена формализованная технологическая схема предприятия, на котором используются электропечи [377].

Для реализации предложенной методики регулирования графиков электрических нагрузок были проанализированы возможности регулирования электропотребления предприятия. Данный процесс возможно осуществить путем изменения графиков нагрузки отдельных звеньев технологической схемы.

Формализованная технологическая схема завода представляет собой сгруппированные по технологическому принципу электроприемники, которые обслуживают каждое отдельное технологическое звено. При этом определяется мощность каждого отдельного звена – P и суммарная мощность предприятия P_{Σ} при нормальном режиме работы.

Следует заметить, что при реализации данной методики каждое технологическое звено является законченным процессом получения какого-либо промежуточного или конечного продукта. При реализации данной методики были сформированы технологические звенья (ТЗ). Также в данной работе используется понятие накопителя (НП), т.е. территории, где осуществляется хранение промежуточных продуктов.

Сырьём для производства является медный концентрат, который поступает в виде пульпы с обогатительных фабрик, а товарными продуктами являются вайербарсы и серная кислота [377, 380].

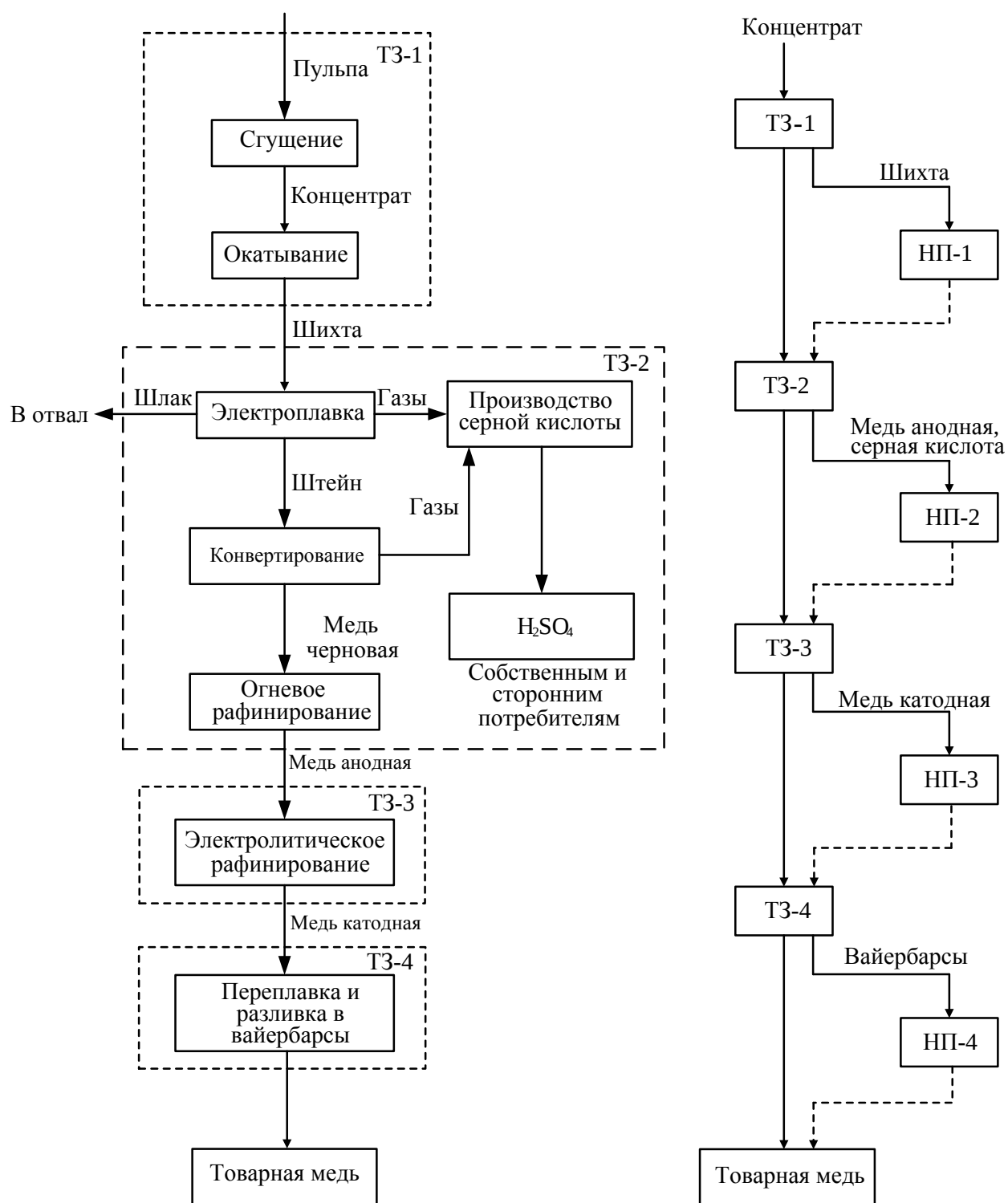


Рисунок П.2.1 – Формализованная технологическая схема рассматриваемого предприятия цветной металлургии

В таблице П.2.1. представлена структура потребления завода и отдельных технологических звеньев [377, 380].

Таблица П.2.1 – Электрические нагрузки предприятия цветной металлургии

Номер технологического звена	Наименование основных потребителей	Доля потребляемой мощности, %
ТЗ-1	Оборудование для сгущения	0,35
	Оборудование для дробления	0,33
	Оборудование для штабелирования шихты	0,18
	Оборудование для фильтрации	2,03
	Окатывание	1,67
	Прочее оборудование	0,25
	Итого	4,81
ТЗ-2	Электроплавильное оборудование	48,02
	Конвертирование	0,88
	Производство серной кислоты	4,10
	Огневое рафинирование	0,95
	Итого	53,95
ТЗ-3	Электролитическое рафинирование	23,23
	Купоросный цех	2,26
	Итого	25,49
ТЗ-4	Оборудование для переплавки катодной меди и разлива в вайербарсы	2,41
	Итого	2,41
ТЗ-5	Оборудование для вспомогательных производств	13,34
	Всего:	100,0

При анализе таблицы П.2.1 можно заметить, что электрическая нагрузка технологических звеньев ТЗ-2 и ТЗ-3 составляет примерно 80% от суммарной мощности предприятия. Таким образом, приемники электрической энергии данных звеньев могут наиболее подходить для реализации данной методики. Но необходимо учитывать, чтобы при реализации мероприятий по управлению электропотреблением предприятия не нарушалась технология производства.

Технологическое звено ТЗ-1 обеспечивает процесс подготовки шихты. Согласно технологии производства, в основном, потребители данного звена

представлены двигательной нагрузкой. Очевидно, что имеется возможность создания запаса продукции этого звена (шихты). Данный запас позволяет перенести время работы ТЗ-1 на другие интервалы суточного графика нагрузки без нарушения работы других ТЗ. Возможность работы других технологических звеньев определяется объемом накопителя НП-1. Данные приемники электроэнергии могут быть включены в регулируемую нагрузку предприятия, несмотря на то, что доля потребляемой ими мощности относительно невелика и составляет менее 5% от суммарной мощности предприятия.

В технологическом звене ТЗ-2 данного предприятия объединены процессы, которые технологически жестко связаны между собой. Согласно технологии производства продукцией ТЗ-2 являются анодная медь и серная кислота, которые являются промежуточными продуктами. Имеется возможность накапливать данные промпродукты в накопителе НП-2. Электрическая мощность данного технологического звена является существенной и составляет около 54% от суммарной мощности предприятия в целом. Данная мощность складывается из мощности, которая, прежде всего, расходуется на электроплавку шихты, и мощности электроприводов вспомогательных механизмов.

Очевидно, что не представляется возможности перенести мощность вспомогательных механизмов, конвертеров, разливочных машин. Но в то же время в качестве регулируемой нагрузки данного звена может частично использоваться мощность, которая расходуется на электроплавку шихты. Необходимо заметить, что согласно технологии плавки имеется возможность полного отключения руднотермических печей на 3,5 – 4 часа. Таким образом, предельная регулируемая мощность ТЗ-2 определяется количеством таких печей n и их номинальной мощностью P_n .

В состав технологического звена ТЗ-3 входят электроприемники цеха электролитического рафинирования и купоросного отделения предприятия. Для процесса электролитического рафинирования используются электролизеры. В купоросном отделении в качестве приемников электрической энергии

используются электродвигатели приводов насосов. При помощи данных насосов осуществляется перекачка электролита.

Согласно технологических особенностей производства возможно кратковременное, без технологических и финансовых последствий, отключение электролизеров продолжительностью до 3 - 4 часов. В этом случае необходимо осуществлять подогрев раствора с помощью дополнительного теплоисточника. В частности, объем производства катодной меди определяется продолжительностью работы электролизных ванн. Отключение насосов для перекачки подогретого электролита в таком случае невозможно, так как необходимо не допустить расслоения раствора в ваннах. Это условие как раз и достигается с помощью перемешивания раствора.

Предельная регулируемая мощность технологического звена ТЗ-3 определяется количеством выпрямителей m и их номинальной мощностью P_m .

Технологическое звено ТЗ-4 состоит в основном из специальных электрических печей для переплавки катодной меди. Данное оборудование может быть отключено на некоторое время. Но как видно из таблицы 6.1, доля суммарной мощности данного технологического звена достаточно невелика и составляет приблизительно 2,0 – 2,5% от мощности предприятия в целом. В связи с этим включение электроприемников данного ТЗ-4 в состав регулируемой мощности завода P_{Σ} не представляется целесообразным.

На основании произведенного анализа можно сделать вывод, что для данного энергоемкого предприятия в состав управляемой нагрузки целесообразно включать приемники электроэнергии технологических звеньев ТЗ-2 и ТЗ-3. В состав этих звеньев включены руднотермические печи и электролизные ванны. Суммарная мощность данных приемников составляет 50 МВт. Данные электроприёмники имеют возможность создавать запас промежуточных продуктов в часы, когда максимальная (пиковая) нагрузка превышает предельную величину, тем самым сглаживая график электрических нагрузок предприятия.

График активной нагрузки предприятия до процесса оптимизации изображен на рисунке П.2.2 в виде сплошной линии.

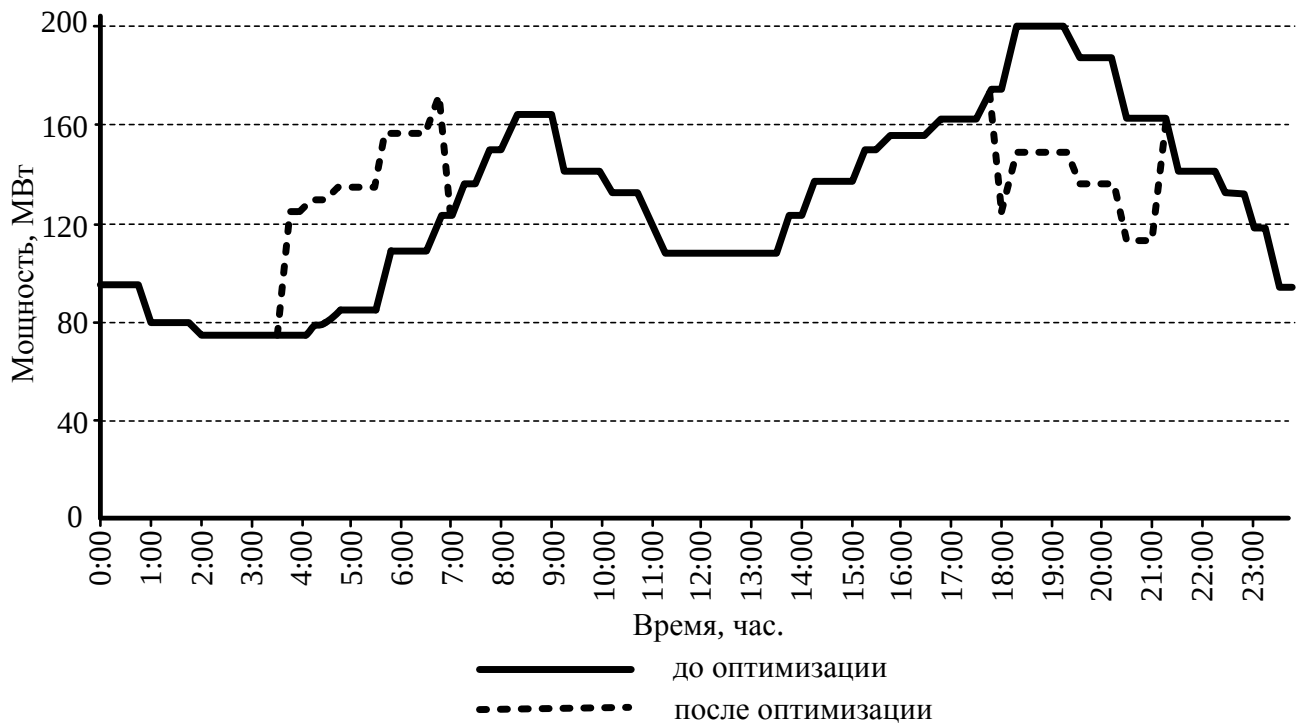


Рисунок П.2.2 – График потребления активной мощности предприятия цветной металлургии до и после процесса оптимизации.

Регулируемая нагрузка для данного предприятия составила 50 МВт. Данное мероприятие было реализовано за счет изменения времени работы рудотермических печей и электролизных ванн. В результате процесса оптимизации был получен новый графика активной нагрузки предприятия. Данный график представлен на рисунке П.2.2 в виде пунктирной линии.

Нефтехранилище.

На следующем этапе рассмотрим применение методики выравнивания графиков электропотребления на примере нефтехранилища [377].

Перекачка нефтепродуктов является достаточно энергозатратным технологическим процессом в деятельности перевалочных предприятий нефтеобеспечения.

Основным типом потребителей электроэнергии данного предприятия являются электроприводы насосов, электроприводы систем вентиляции. Незначительная часть электроэнергии идет на освещение, электрическое отопление и другие сопутствующие хозяйственные нужды. По аналогии с

предыдущим предприятием сгруппируем приемники электрической энергии, которые обслуживают каждое технологическое звено. Далее определяем мощность каждого звена – P и мощность предприятия в целом P_{Σ} .

В таблице П.2.2 представлена структура нагрузки предприятия в целом и отдельных технологических звеньев.

Таблица П.2.2 –Электрическая нагрузка нефтехранилища

Номер технологического звена	Наименование основных потребителей	Доля потребляемой мощности, %
ТЗ-1	Основная насосная станция	27,88
	Подпорная насосная станция	18,4
	Вспомогательное технологическое оборудование	5,52
	Итого	51,8
ТЗ-2	Вспомогательное технологическое оборудование:	40,28
	Итого	40,28
ТЗ-3	Прочие потребители электрической энергии (освещение, отопление и др.)	7,92
	Итого	7,92
	Всего:	100,0

Технологический процесс рассматриваемого предприятия основан только на перекачке нефтепродуктов в зависимости от времени поставки сырья и, естественно, не позволяет создать накопление продукции. Но в тоже время, за счёт улучшения логистики имеется возможность варьировать время поставки нефтепродуктов, что позволяет корректировать технологический процесс предприятия.

В управляемую нагрузку нефтехранилища возможно включить приемники электрической энергии технологического звена ТЗ-1. В частности, следует включить насосное оборудование и ряд вспомогательных производств, которые принимают участие в процессе перекачки нефтепродуктов. Суммарная мощность

таких электроприемников на рассматриваемом предприятии составляет около 750 кВт.

Суточный график активной нагрузки нефтехранилища до процесса оптимизации представлен на рисунке П.2.3 сплошной линией.

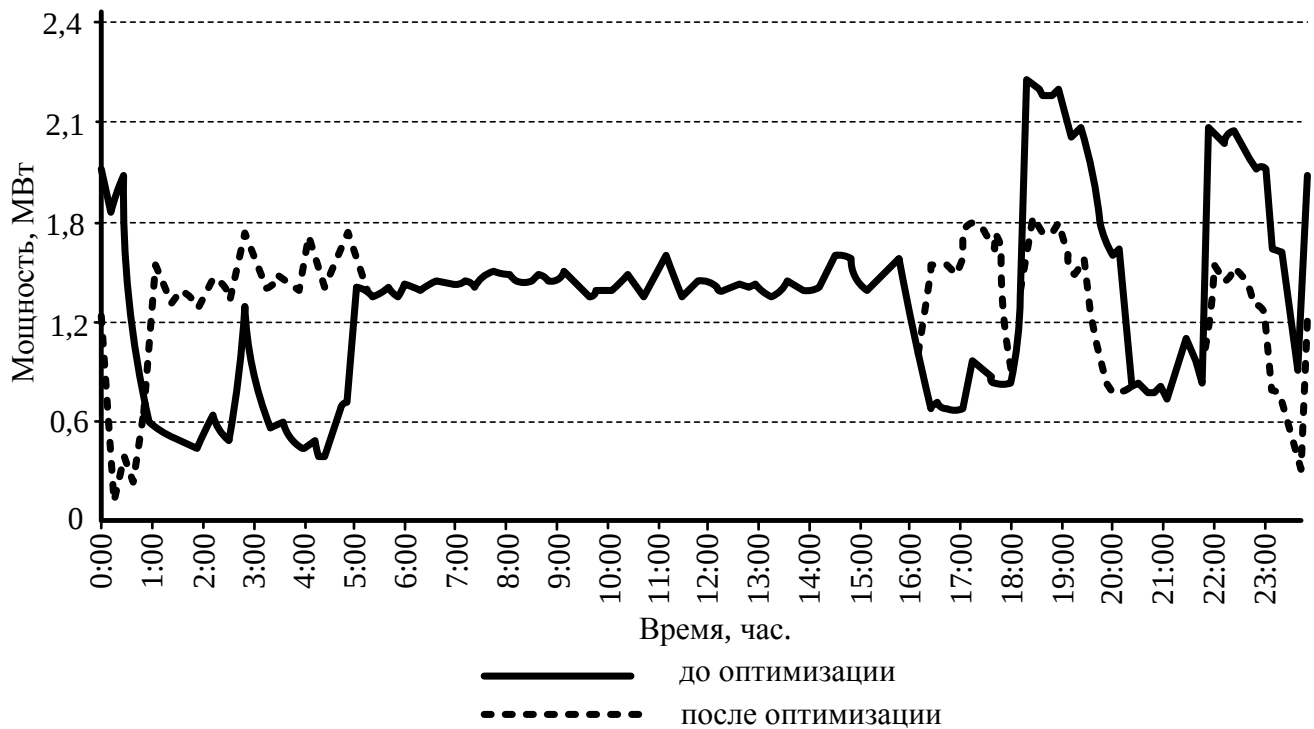


Рисунок П.2.3 – График потребления активной мощности нефтехранилища до и после процесса оптимизации

Потребляемая нефтехранилищем электрическая энергия за сутки составляет 31056 кВт·ч,

Результаты оптимизации суточного графика активной нагрузки этого потребителя показаны на рисунке П.2.3 пунктирной линией, которая в определенные периоды суток совпадает с исходной кривой. На рисунке видно, что приведенные мероприятия позволяют существенно сгладить график электропотребления предприятия.

Кампус университета.

Также рассмотрим применение данной методики управления электропотреблением на примере системы электроснабжения кампуса

университета [377].

Основными потребителями электроэнергии университетского кампуса являются общежития, учебные корпуса, комбинат студенческого питания, поликлиника и профилакторий.

В данном случае потребителей, формирующих график нагрузки кампуса, можно условно разделить на двух основных эквивалентных потребителей. Первый условный эквивалентный потребитель включает в себя нагрузку учебного корпуса, санатория-профилактория и поликлиники. Нагрузкой второго условного эквивалентного потребителя являются потребители электрической энергии общежитий, расположенных на территории кампуса, и комбината студенческого питания. Для решения задачи оптимизации электропотребления кампуса университета проведем группировку приемников электрической энергии, которые включены в состав каждого технологического звена. Далее следует определить мощность каждого технологического звена – P и мощности эквивалентных потребителей в целом P_{Σ} .

В таблице П.2.3 представлена структура электрической нагрузки кампуса университета и отдельных технологических звеньев.

Если рассмотреть структуру электрической нагрузки и технологический процесс, то можно сделать вывод, что ни для одного из эквивалентных потребителей невозможно создавать систему накопления продукции. В тоже время при автоматизации технологических процессов обоих эквивалентных потребителей имеется возможность использовать часть приёмников электрической энергии, в качестве управляемой нагрузки.

При анализе выявлено, что у первого эквивалентного потребителя в качестве управляемой нагрузки, возможно использовать приемники электрической энергии ТЗ-1 учебного корпуса. В частности, целесообразно использовать водяной теплоноситель для нагрева воздуха в более ранние часы. Впоследствии с помощью вентиляторов и специальных направляющих жалюзи необходимо равномерно распределять теплый воздух по помещениям учебного корпуса.

Таблица П.2.3 –Электрическая нагрузка кампуса университета

Номер технологического звена	Наименование основных потребителей	Доля потребляемой мощности, %
Первый условный эквивалентный потребитель:		
Учебный корпус:		
ТЗ-1	Оборудование для отопления и вентиляции	12,2
ТЗ-2	Лабораторное, исследовательское и научное оборудование	8,1
ТЗ-3	Прочее оборудование	1,9
Поликлиника:		
ТЗ-1	Оборудование для проведения рентгенологических обследований	2,8
ТЗ-2	Оборудование для проведения флюорографических обследований	4,3
ТЗ-3	Оборудование для физиотерапии	4,2
ТЗ-4	Стоматологическое оборудование	2,0
ТЗ-5	Оборудование для отопления и вентиляции	8,0
ТЗ-6	Прочее оборудование	0,9
Профилакторий:		
ТЗ-1	Оборудование для физиотерапии	6,5
ТЗ-2	Прочее оборудование	0,8
Итого по потребителю:		51,7
Второй условный эквивалентный потребитель:		
Общежития:		
ТЗ-1	Оборудование для отопления и вентиляции	3,0
ТЗ-2	Прочее оборудование	0,5
Комбинат студенческого питания:		
ТЗ-1	Цех выпечки:	
	Электрические печи	22,4
	Морозильное и холодильное оборудование	18,4
	Прочее оборудование	4,0
Итого по потребителю:		48,3
Всего:		100,0

Профилакторий и поликлиника, которые расположены на территории университетского кампуса, имеют специфические условия работы. Поэтому изменение работы технологического оборудования, установленного в них, и соответственно графика электропотребления, крайне затруднительно, и в ряде случаев невозможно. В связи с этим потребители данных учреждений нельзя включить в состав управляемой нагрузки.

Для второго условного эквивалентного потребителя в состав управляемой нагрузки возможно включить приемники электрической энергии технологического звена ТЗ-1. Это, прежде всего приемники, используемые в комбинате студенческого питания, в частности печное оборудование. Автоматизация работы электропечей дает возможность обеспечить предварительный нагрев оборудования, т.е. к моменту начала работы персонала.

Итак, в состав управляемой нагрузки первого эквивалентного потребителя кампуса университета входит отопительно-вентиляционное оборудование с суммарной мощностью 160 кВт; а второго эквивалентного потребителя университетского кампуса – электрические печи, установленные в комбинате студенческого питания, с суммарной мощностью 300 кВт.

График активной нагрузки университетского кампуса до и после процесса оптимизации представлен на рисунке П.2.4.

Суточное потребление электроэнергии составляет 30131 кВт·ч. В данном случае регулируемая нагрузка составляет 360 кВт. Это достигнуто за счет группы приемников электрической энергии, установленных в комбинате студенческого питания.

Результирующий оптимизированный суточный график нагрузки показан на рисунке П.2.4 пунктирной линией, которая в некоторые периоды суток совпадает с исходной кривой.

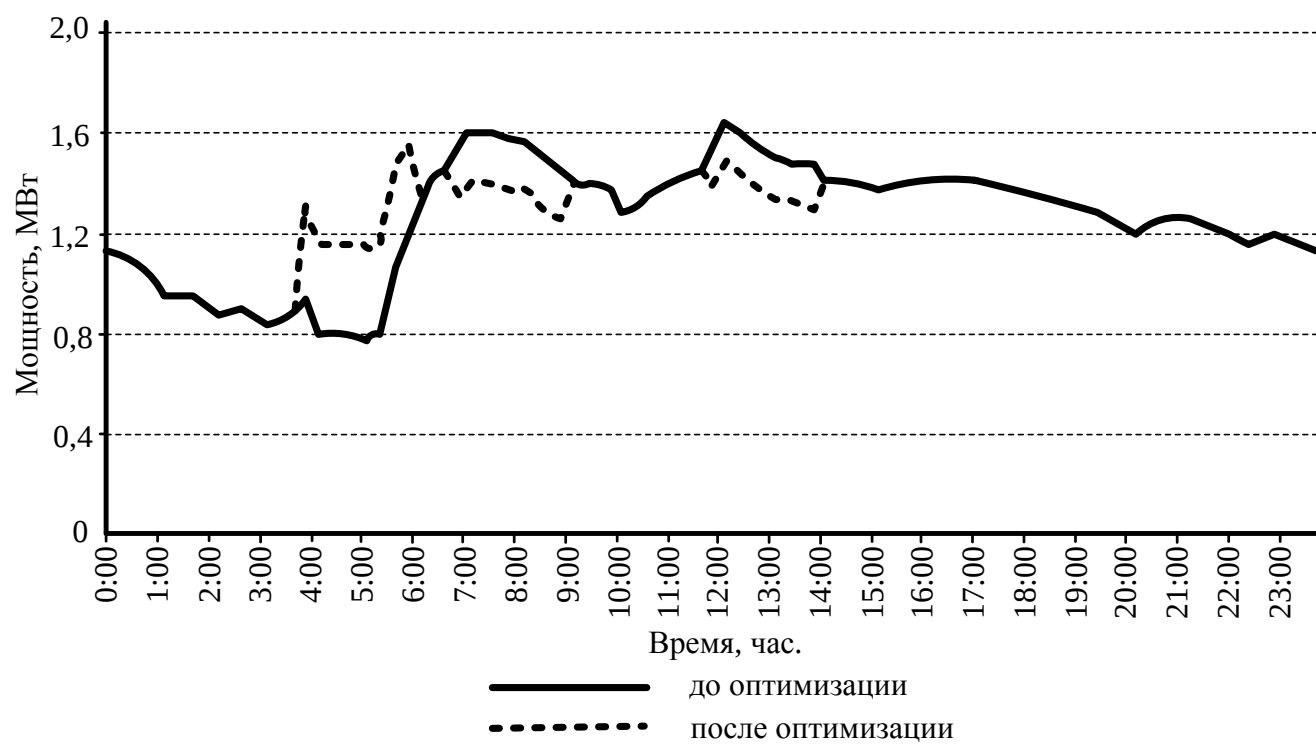


Рисунок П.2.4 – Обобщённый график потребления активной мощности кампуса университета до и после процесса оптимизации

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ



Ангасолка

Открытое
акционерное общество
«Первая нерудная компания»
(ОАО «ПНК»)

Филиал

Ангасольский щебеночный завод

665917, Иркутская обл., Слюдянский район,
ст. Ангасолка, ул. Мира, д.1
телефон: (39544) 78-0-32 | Факс: (39544) 78-0-24

исх. № 858. 20.09.2017г.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

Ангасольского щебеночного завода –

филиал ОАО «ПНК»

В.П. Чаплин

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

В карьере Ангасольского щебеночного завода - филиал ОАО «Первая нерудная компания» был проведен анализ схемы электроснабжения карьера по предложенной методике повышения надежности, разработанной в диссертационной работе Сулова Константина Витальевича «Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения».

На основании проведенного анализа, рекомендовано провести реконструкцию участка сети 10 кВ. Это позволит увеличить надежность системы электроснабжения карьера Ангасольского щебеночного завода - филиал ОАО «Первая нерудная компания».

Данное мероприятие предполагается к реализации в ближайшее время.

Главный энергетик



А.Г. Бобков



Открытое
акционерное общество
«Первая нерудная компания»
(ОАО «ПНК»)

Филиал

Ангасольский щебеночный завод

665917, Иркутская обл., Слюдянский район,
ст. Ангасолка, ул. Мира, д.1
телефон: (39544) 78-0-32 | Факс: (39544) 78-0-24

исх. № 789 . 05.09.2017 .

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
Ангасольского щебеночного завода –
филиал ОАО «ПНК»
В.П. Чаплин

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

На Ангасольском щебеночном заводе - филиал ОАО «Первая нерудная компания» предложена к использованию Методика регулирования графиков нагрузок активных потребителей, разработанная в диссертационной работе Сулова Константина Витальевича «Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения».

Данное мероприятие позволяет оптимизировать работу оборудования и энергопотребление предприятия.

Главный энергетик



А.Г. Бобков

Утверждаю



Генеральный директор

ООО "ИЗТМ-Инжиниринг"

М.Г. Лукьянов

" 14.07.2018г.

Акт

о внедрении результатов диссертационной работы Суслова Константина Витальевича "Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения", представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Настоящим подтверждаем, что разработанные Сусловым К.В. в рамках диссертационной работы методы оценки и повышения надежности активных систем электроснабжения использованы специалистами нашего предприятия при реконструкции системы электроснабжения драги 250 № 66, расположенной на реке Хомолхо Бодайбинского района Иркутской области. Внедрение предложенных данных методов позволило существенно повысить надежность работы драги.

Также, на данной драге была внедрена методика регулирования графиков нагрузок, что позволило высвободить резервы пропускной способности питающей линии за счет перераспределения мощности по времени суток.

Главный энергетик

A handwritten signature in blue ink, which appears to be "А.Г. Анцифоров".

А.Г. Анцифоров

Утверждаю
 Генеральный директор
 ООО «Производственная компания»
 Д.В.Подкаменный
 « 12 » ноября 2018г.

Акт

о внедрении результатов диссертационной работы Суслова Константина
 Витальевича «Модели и методы комплексного обоснования развития
 изолированных систем электроснабжения», представленной на соискание
 ученой степени доктора технических наук

Настоящим подтверждаем, что разработанная Сусловым К.В. в рамках диссертационной работы методика регулирования графиков нагрузок была внедрена в ООО «Производственная компания» Внедрение позволило высвободить резервы по пропускной способности питающих линий за счет перераспределения мощности по времени суток.

Главный энергетик



Л.Э.Зубова

УТВЕРЖДАЮ

Директор Института физико-
технических проблем Севера
им. В.П. Ларионова СО РАН,
Д.Т.Н.

С.И. Старостин
Е.Г. Старостин
«14» 12 2017г.


АКТ**об использовании программного продукта**

г. Якутск

«14» 12 2017г.

Настоящим подтверждаем, что программные продукты «Программа определения мощностей гармонических составляющих высших порядков в электроэнергетической системе» и «Программа для расчета и управления уровнем гармонических составляющих в питающей электрической сети» разработанные при участии Сулова Константина Витальевича в рамках диссертационной работы может использоваться научными сотрудниками при выполнении научно-исследовательских работ и проектов.

Заведующий отделом
электроэнергетики, к.т.н.



П.Ф. Васильев

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Витим-Лес»**

ОКПО 75069682 ОКОНХ 15100
ОГРН1033802600050 КПП 381801001
Байкальский банк ПАО Сбербанк России
Иркутское отделение № 8586
Сбербанка России.
Р/с № 40702810518300100304
к/с № 30101810900000000607
БИК 042520607, ИНН 3831003479

Юр.адрес: 666743, Российская федерация,
Иркутская область, Киренский р-н,
с. Коршуново, территория б.н.п.
Давыдова-1, д. 1.
Почтовый адрес: 666904 Иркутская обл.
г.Бодайбо-4 а/я 2
Тел./факс: 8-(395-61)-5-00-25
Тел.: 8-(395-61)-5-11-64
E-mail: office@vitim-les.ru

Утверждаю
Директор ООО «Витим-Лес»
Трачук В.В. 
« 28 » 12 2017г

Акт об внедрении результатов
диссертации **Сулова Константина Витальевича**
«Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных
систем электроснабжения», представленной на соискание ученой степени
доктора технических наук.

Данный акт составлен о том, что при реконструкции локальной (изолированной) системы электроснабжения, «Производственный участок Давыдова» были использованы результаты разработок, представленные в диссертационной работе Сулова К.В.

В частности, данные результаты использованы при:

- определении состава генерирующих источников и накопителей электрической энергии в системе электроснабжения предприятия;
- осуществлении мероприятий по повышению надежности системы электроснабжения с учетом её реконфигурации;
- оптимизации энергопотребления за счет измерения нагрузки.

Все перечисленные мероприятия позволили оптимизировать состав генерирующих мощностей и повысить надежность системы электроснабжения предприятия.

Главный энергетик



Малинок А.С.

SIEMENS**УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ**

Фамилия	Орлов Юрий Владимирович
Департамент	Управление Энергии EM MS
Телефон	+7 (495) 204 4104
Факс	+7 (495) 204 4104
E-mail	yuryi.orlov@siemens.com
Дата	17 октября 2017

Акт

о внедрении результатов диссертационной работы Суслова Константина Витальевича "Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения", представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Настоящим подтверждаем, что разработанные Сусловым К.В. в рамках диссертационной работы методы оценки и повышения надежности систем электроснабжения использованы при проектировании системы электроснабжения проекта «Маяк – Норникель».

Внедрение предложенных автором методов позволило существенно повысить надежность данной системы электроснабжения.

Руководитель сборочного производства
обособленного подразделения ООО «Сименс»
в г. Дубна



Орлов Ю.В.

Утверждаю
 Проректор по учебной работе
 ФГБОУ ВО «Ангарский государственный
 технический университет»
 Н.В. Истомина
 «10» ноября 2017г.



АКТ

внедрения результатов диссертационной работы
 Суслова Константина Витальевича в учебный процесс
 Ангарского государственного технического университета

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы К.В. Суслова на тему: “Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения”, представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, внедрены в учебный процесс на кафедре электроснабжения промышленных предприятий факультета технической кибернетики ФГБОУ ВО “Ангарский государственный технический университет” при подготовке бакалавров по направлению 13.03.02 “Электроэнергетика и электротехника”. Результаты диссертационной работы применяются при проведении занятий по дисциплинам: “Качество электрической энергии”, “Электроснабжение по отраслям промышленности”, “История развития энергетики”, “Надежность систем электроснабжения”, “Нормирование расхода энергоресурсов на предприятиях”.

Методическая и экспериментальная работа позволили повысить уровень подготовки обучающихся кафедры и усовершенствовать исследовательскую часть при выполнении лабораторных работ, курсовых работ и проектов и выпускных квалификационных работ бакалавров.

Заведующий кафедрой
 Электроснабжения промышленных предприятий
 к.т.н., доцент



Ю.В. Коновалов

Утверждаю
Начальник управления-проректор по науке и инновациям,
ФГАОУ ВО СВФУ имени М.К. Аммосова
Кривошанкин К.К.
2017г.



АКТ

внедрения результатов диссертационной работы
Суслова Константина Витальевича в учебный процесс
Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы К.В.Суслова на тему: “Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения” внедрены в учебный процесс на кафедре «Электроснабжение» Физико-технического института ФГАОУ ВО Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова при подготовке аспирантов по направлению 13.06.01 “Электро- и теплотехника”, направленность (специальность) 05.14.02 «Электрические станции и электроэнергетические системы» по дисциплинам: Б1.В.ОД.3. “Проектирование электроэнергетических систем”, Б1.В.ОД.4.1. “Электрические станции и электроэнергетические системы”, Б1.В.ДВ.1. “Режимы энергосистем и дальних ЛЭП”. Также результаты диссертационной работы внедрены в учебный процесс при подготовке бакалавров по направлению 13.03.02 “Электроэнергетика и электротехника” по дисциплинам: Б1.В.ОД.5.1. “Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии”, Б1.В.ОД.6. “Системы электроснабжения”, Б1.В.ДВ.3.1. “Численные методы расчета сложных систем электроснабжения”.

Методическая и экспериментальная работа позволили повысить уровень выпускников кафедры и усовершенствовать исследовательскую часть при выполнении курсовых работ и проектов и выпускных квалификационных работ аспирантов и бакалавров.

Зав.кафедрой «Электроснабжение» ФТИ
д.т.н., профессор

Н.С.Бурянина

“Утверждаю”

Проректор по учебной работе
ФГБОУ ВО ИРНИТУ

Огнев Д.В.

01 2018г.



Акт

о внедрении результатов диссертационной работы
Суслова Константина Витальевича
в учебный процесс Иркутского национального исследовательского
технического университета

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы К.В.Суслова тему: “Модели и методы комплексного обоснования развития изолированных систем электроснабжения”, представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, внедрены в учебный процесс на кафедре электроснабжения и электротехники института энергетики ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет». Полученные в диссертационной работе материалы используются при подготовке магистров по направлению 13.04.02 “Электроэнергетика и электротехника” при проведении занятий по дисциплинам: “Накопители электрической энергии для систем электроснабжения”, “Возобновляемые энергоресурсы и их комплексное использование”, “Современные технологии генерации”, “Виртуальные электростанции”, “Интеграция установок на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в энергосистему”, “Ветровая электроэнергетика”, “Принципы управления энергопотреблением”, “Интеллектуальные системы энергетики”, “Специальные вопросы надежности систем электроснабжения”, “Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии”, “Распределенная генерация в системах электроснабжения”.

Методическая и экспериментальная работа позволили повысить уровень выпускников кафедры и усовершенствовать исследовательскую часть при выполнении лабораторных работ.

Полученные в диссертационной работе Суслова К.В. также используются при выполнении курсового проектирования и подготовке выпускных квалификационных работ магистрантов.

Директор института энергетики
К.Т.Н., доцент

В.В.Федчишин