

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Казанский государственный энергетический университет»**

На правах рукописи

Petrova R

Петрова Рената Маратовна

**АЛГОРИТМЫ И МОДЕЛИ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ
РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

Специальность 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Грачева Елена Ивановна

Казань – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ СХЕМ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ.....	13
1.1 Литературный обзор.....	13
1.2 Классификация низковольтных схем систем электроснабжения.....	14
1.3 Классификация схем и систем электроснабжения по основным признакам.....	18
1.4 Основные факторы, влияющие на параметры надежности схем систем электроснабжения	25
1.5 Выводы по главе	28
2 МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ	29
2.1 Исходные данные для расчета параметров надежности схемы участка низковольтной сети.....	29
2.2 Поэлементный метод оценки параметров надежности	33
2.2.1 Метод оценки параметров надежности относительно ШРС и ПРС	33
2.2.2 Метод оценки параметров надежности относительно каждого присоединения.....	36
2.3 Оценка параметров надежности логико-вероятностным методом (дерево отказов).....	42
2.4 Алгоритм расчета параметров надежности с помощью коэффициентов присоединений.....	46
2.5 Метод оценки параметров надежности по уровням электроснабжения	55
2.6 Метод оценки параметров надежности мостиковых схем.....	58
2.7 Выводы по главе	61

3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ СПОСОБОВ ИХ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ.....	63
3.1 Влияние компоновки оборудования схем электроснабжения на их параметры надежности.....	63
3.1.1 Логическая схема надежности для одното трансформаторной подстанции без резервирования.....	69
3.1.2 Логическая схема надежности для двух одното трансформаторных подстанций с взаимным резервированием на НН	70
3.1.3 Логическая схема надежности для двух одното трансформаторных подстанций с резервной перемычкой на СН, без резервирования на НН.....	73
3.1.4 Логическая схема надежности для двух одното трансформаторных подстанций с двойным резервированием (с резервированием всей цепи СН-НН).....	75
3.1.5 Результаты расчетов параметров надежности схем с различными способами резервирования.....	77
3.2 Параметры надежности схем при изменении числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ.....	78
3.3 Оценка параметров надежности схем при изменении мощности нагрузки и площади объекта для технико-экономических расчетов.....	83
3.3.1 Изменение активной мощности нагрузки объекта.....	84
3.3.2 Изменение площади территории объекта	86
3.3.3 Изменение активной мощности нагрузки и площади территории объекта.....	90
3.4 Оценка срока окупаемости электрооборудования схем.....	91
3.5 Выводы по главе	94
4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ В СРЕДЕ MATLAB / SIMULINK	96

4.1 Исследование допустимой длины кабельных резервных перемычек среднего и низкого напряжения между взаимно резервирующими трансформаторными подстанциями.....	96
4.2 Исследование допустимой длины воздушных линий резервных перемычек среднего напряжения между взаимно резервирующими трансформаторными подстанциями.....	105
4.3 Исследование параметров надежности схемы электроснабжения для двух однострансформаторных подстанций с взаимным резервированием на НН (с резервной перемычкой 0,4 кВ) и мощностью трансформаторов 1600 кВА	108
4.4 Исследование параметров надежности схемы электроснабжения для двух однострансформаторных подстанций с резервной перемычкой на СН, без резервирования на НН и мощностью трансформаторов 1600 кВА	110
4.5 Исследование параметров надежности схемы электроснабжения с двойным резервированием и мощностью трансформаторов 1600 кВА.....	112
4.6 Моделирование параметров надежности схем электроснабжения объектов в среде Matlab / Simulink.....	117
4.6.1 Постановка задачи моделирования.....	117
4.6.2 Моделирование параметров надежности схем в среде Matlab/Simulink.....	121
4.6.3 Результаты моделирования параметров надежности в среде Matlab/Simulink.....	123
4.7 Выводы по главе	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	133
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	136
ПРИЛОЖЕНИЕ А	154
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	172
ПРИЛОЖЕНИЕ В	175

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В современных условиях развития систем электроэнергетики – стратегической отрасли РФ, с внедрением нового электрооборудования в системах электроснабжения (СЭС), задачи исследования и анализа надежности функционирования СЭС являются одними из наиболее существенных. Электротехнические комплексы, как правило, имеют в своем составе элементы оборудования и систем искусственного интеллекта, требования к надежности и эффективности функционирования которых, непрерывно возрастают.

В представленной диссертационной работе исследуются вопросы оценки параметров надежности СЭС объектов с трансформаторными подстанциями напряжением 10/0,4 кВ при различных способах их резервирования: при отсутствии резервирования; с резервированием на низком напряжении (с установкой резервной перемычки 0,4 кВ); с резервированием на среднем напряжении (с установкой резервной перемычки 10 кВ); а также с двойным резервированием.

Как правило, для моделирования характеристик надежности схем СЭС в качестве объекта исследования рассматриваются распределительные сети 6–10 кВ. Но, как показывает опыт эксплуатации, характеристики надежности схем низкого напряжения, с учетом целого комплекса воздействующих факторов, часто не поддающихся количественной оценке, и множества элементов оборудования, имеют сложные зависимости и требуют детального исследования при моделировании на этапах проектирования и эксплуатации. Таким образом, разработка алгоритмов и моделей оценки параметров надежности схем СЭС с учетом основных параметров оборудования является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования

Теоретические и экспериментальные исследования в области оценки надежности электроснабжения проводились рядом ученых, среди которых можно выделить как российских – З.А. Атаев, А.В. Виноградов, Ю.Б. Гук, М.А. Дубицкий, У.А. Джалилов, Е.А. Конюхова, Е.Ж. Куатов, И.И. Надтока, А.Н. Назарычев, В.Л. Прусс, В.В. Тисленко, В.А. Туфанов, Ю.А. Фокин, А.Н. Шпиганович, так и зарубежных – Чжан Цзысюань, Юй Чжичжэн, S. Valtchev, Y. Li, T. Chen, Y. She, W. Liao, C. Liu, R. Gono, S. Rusek, M. Kratky, Z. Ruifeng, H. Shuqing, D. Donglin, X. Xiaobing и др.

Объект исследования – СЭС промышленных и непромышленных объектов.

Предмет исследования – характеристики надежности электрооборудования.

Цель работы – разработка алгоритмов и моделей оценки параметров надежности схем СЭС объектов для повышения эффективности функционирования и проектирования СЭС.

Идея работы – повышение надежности и эффективности эксплуатации схем СЭС с учетом способов резервирования трансформаторных подстанций при изменении активной мощности нагрузки и площади территории объекта.

Задачи исследования:

1. Провести исследование и анализ схем и СЭС, разработать классификацию схем и СЭС по различным признакам.
2. Провести анализ наиболее распространенных методов оценки параметров надежности схем СЭС. Разработать рекомендации по применению методов оценки надежности схем СЭС.
3. Провести оценку параметров надежности схем СЭС относительно распределительных устройств низкого напряжения.
4. Разработать алгоритм и методику оценки параметров надежности схемы СЭС относительно присоединений нагрузки с использованием коэффициентов присоединений.

5. Разработать алгоритмы и методику оценки параметров надежности схем СЭС с учетом способов их резервирования, а также изменения активной мощности нагрузки и площади территории объекта.

6. Разработать алгоритм и методику технико-экономического обоснования выбора оптимального варианта схемы СЭС с учетом параметров надежности и способа резервирования трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

7. Разработать алгоритм и компьютерную модель в программном комплексе MATLAB / Simulink для оценки параметров надежности схем СЭС различной конфигурации.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Впервые разработаны алгоритм и методика оценки параметров надежности СЭС относительно присоединений нагрузки к распределительным устройствам низкого напряжения, отличающиеся от известных применением коэффициентов присоединений.

2. Разработаны алгоритмы оценки параметров надежности схем СЭС с учетом способов резервирования трансформаторных подстанций, изменения активной мощности нагрузки и площади территории объекта.

3. Впервые разработаны алгоритм и методика технико-экономического обоснования выбора варианта схемы СЭС для различных способов резервирования трансформаторных подстанций, учитывающие параметры надежности схемы.

4. Разработаны алгоритм и компьютерная модель расчета параметров надежности схем СЭС различной конфигурации, позволяющая уточнять сроки планово-предупредительных ремонтов и обосновывать выбор способа резервирования на этапе проектирования и ввода в эксплуатацию оборудования СЭС.

Теоретическая значимость результатов работы заключается в развитии теории и разработке алгоритмов и моделей оценки и способов повышения надежности СЭС.

Практическая значимость результатов диссертационной работы состоит в разработке алгоритмов, моделей и методики, позволяющих:

1. Уточнять компоновочные решения состава оборудования схем СЭС промышленных и непромышленных объектов и выбирать рациональные способы резервирования трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ;

2. Повышать достоверность прогнозирования параметров надежности схем СЭС с использованием алгоритма и методики оценки надежности с учетом коэффициентов присоединений и уточнять периоды межремонтного обслуживания и текущего контроля технического состояния электрооборудования;

3. Проводить технико-экономическое обоснование выбора оптимального варианта схемы СЭС и способа резервирования трансформаторных подстанций с учетом параметров надежности схемы, а также эффективно внедрять мероприятия по повышению надежности СЭС объектов.

Результаты проведенных диссертационных исследований внедрены в проектную и эксплуатационную деятельность Ассоциации «Росэлектромонтаж», АО «Сетевая компания» – «Казанские электрические сети», в производственную деятельность Завода электромонтажных изделий АО «Татэлектромонтаж».

Полученные в диссертации результаты используются в учебном процессе Казанского Государственного Энергетического Университета при подготовке студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника» (Электроснабжение).

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанные алгоритм и математические модели оценки параметров надежности СЭС объектов относительно присоединений нагрузки к распределительным устройствам низкого напряжения с использованием коэффициентов присоединений способствуют упрощению вычислительных

операций и имеют погрешность 13,75 % при определении вероятности безотказной работы схемы СЭС за первый год эксплуатации оборудования.

2. Разработанные алгоритм и математические модели оценки параметров надежности схем СЭС с учетом резервирования трансформаторных подстанций и изменения активной мощности нагрузки (в проведенных исследованиях – с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт с шагом $0,2 \cdot 10^3$ кВт) и площади территории объекта (в проведенных исследованиях – с 0,5 до 1,5 км² с шагом 0,25-0,5 км²) позволяют увеличить время наработки на отказ схемы (в проведенных исследованиях – с 0,62 до 2,9 года) при различных способах резервирования схем СЭС.

3. Разработанный алгоритм технико-экономического обоснования выбора оптимального варианта схемы СЭС и способов резервирования трансформаторных подстанций позволяет учитывать срок окупаемости оборудования схемы (в проведенных исследованиях – с 7,75 до 8,81 года) и время наработки на отказ (в проведенных исследованиях – с 1,79 до 7,51 года).

4. Разработанная компьютерная модель определения параметров надежности схем СЭС различной конфигурации способствует повышению точности расчетных значений характеристик надежности схем СЭС при проведении вычислительных операций на 29,07 % относительно логико-вероятностного метода.

Методика и методы исследования. При проведении исследований используются методы теории надежности и теории вероятностей и математической статистики, теории электротехники, методы моделирования в программной среде MATLAB / Simulink. Результаты работы получены с помощью компьютерных исследований, расчетных и статистических данных об оборудовании промышленных и непромышленных объектов и предприятий г. Казани.

Достоверность полученных результатов

Достоверность полученных данных достигается выбором математического аппарата, соответствующего поставленным задачам,

корректностью принимаемых допущений, соответствием результатов, получаемых в процессе математического моделирования, а также результатам, полученным в процессе практической верификации.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 2.4.2 – «Электротехнические комплексы и системы»:

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

– п. 2: разработка научных основ проектирования, создания и эксплуатации электротехнических комплексов, систем и их компонентов;

– п. 4: исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов, систем и их компонентов в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях, диагностика электротехнических комплексов.

Личный вклад автора заключается в определении и проработке целей исследования, постановке задач, разработке алгоритмов и моделей, разработке мероприятий по повышению надежности СЭС промышленных и непромышленных объектов.

Апробация результатов исследования

Результаты диссертационной работы представлялись и докладывались на следующих конференциях: на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Фёдоровские чтения», г. Москва, МЭИ, 2022, 2023 гг.; на Международной научно-технической конференции «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности», г. Чебоксары, ЧГУ, 2022, 2023 гг.; на III Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика будущего –

цифровая трансформация», г. Липецк, ЛГТУ, 2022 г.; на Республиканской научно-практической конференции «Современные технологии в электроэнергетике и промышленности»: г. Худжанд, ХПИТТУ, 2022 г.; на Международной научной конференции «Молодые исследователи – регионам», г. Вологда, ВоГУ, 2023, 2024, 2025 гг.; на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири», г. Иркутск, ИРНТУ, 2023 г.; на международной научно-практической конференции «Электроэнергетика СНГ: современное состояние и перспективы развития», г. Душанбе, Филиал ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», 2023 г.; на V Всероссийской научно-практической (с международным участием) конференции «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники», г. Казань, КГЭУ, 2023 г.; на Международной научно – практической конференции: «ЭНЕРГЕТИКА: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ», г. Душанбе, ТТУ имени академика М.С. Осими, 2023 г.; на научно-технической конференции «Актуальные проблемы электроэнергетики», г. Нижний Новгород, НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 2023 г.; на V Международной научной конференции «Цифровая трансформация в энергетике», г. Тамбов, ФГБОУ ВО «ТГТУ», 2023, 2024 гг.; на Международной научно-практической конференции «Автоматизированный электропривод, робототехника и электроэнергетика», г. Липецк, ЛГТУ, 2024 г.; на VII Всероссийской научно-практической (с международным участием) конференции «Проблемы и перспективы развития энергетики», г. Казань, КГЭУ, 2025 г.

Публикации. По результатам исследования опубликована 23 научных работы, в том числе: 11 статей в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК; 1 публикация в рецензируемом научном издании, индексируемом в международной базе данных Scopus; 1 монография; 2 авторских свидетельства о государственной регистрации программы для

ЭВМ; 8 публикаций в материалах международных и всероссийских конференций.

Структура и объем диссертации. Диссертация изложена на 180 страницах и состоит из четырех глав, введения и заключения, содержит 52 рисунка, 25 таблиц, 54 формулы, список литературы из 112 наименований, 3 приложения.

1 ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ СХЕМ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

1.1 Литературный обзор

В современных условиях развития энергетики России особое внимание уделяется повышению надежности систем электроснабжения (СЭС). Как показывает отечественный и зарубежный опыт, в настоящее время требуются новые подходы к оценке надежности элементов электрооборудования и СЭС.

В современных условиях эксплуатации, как правило, при выходе из строя низковольтного электротехнического оборудования для крупных производственных предприятий частым решением является замена оборудования на новое, а не ремонт и продление эксплуатационного срока службы [1-3]. При этом существует возможность повышения точности прогнозных оценок технического состояния низковольтного электрооборудования и разработка необходимых мероприятий для обеспечения эффективного функционирования СЭС [4-6].

Вопросами исследования и оценки параметров надежности схем СЭС объектов посвящен ряд работ российских ученых: Абдуллазянова Э.Ю., Грачевой Е.И. [1]; Багаутдинова И.З. [2]; Гладких Т.Д. [3]; Зацепиной В.И., Астанина С.С. [4]; Конюховой Е.А. [5, 6]; Луковенко А.С., Зенькова И.В. [7]; Петровой Р.М. и др. [8]; Савиной Н.В., Казакул А.А. [9]; Садыкова Р.Р. [10]; Ч. Цзысюань, Курносова Р.А. и др. [11]; Шпигановича А.Н., Зацепина Е.П. [12], а также Шпигановича А.Н., Шпиганович А.А. и др. [13] и зарубежных ученых: В. He, Y. Liang и J. Xie [14]; X. Che и др. [15]; Y. Li и др. [16]; R. Gono и др. в [17]; Y. Zhang и др. [18]; Z. Ruifeng и др. [19]; Y. Li, T. Chen и др. [20] и др. авторами [21, 22].

При этом авторы [7-13] используют различные подходы при разработке методов анализа, расчета и оценки надежности оборудования

электротехнических комплексов и СЭС объектов. Однако, в приведенных исследованиях, как правило, отсутствуют исследования способов повышения надежности эксплуатации оборудования СЭС промышленных и непромышленных объектов, а также анализ и исследование способов резервирования СЭС, отсутствует исследование вопросов варьирования количества распределительных трансформаторов 10/0,4 кВ, активной мощности нагрузки объектов и площади территории объектов; не проведены исследования допустимых длин кабельных резервных перемычек среднего и низкого напряжения (СН и НН), а также резервных перемычек воздушных линий (ВЛ) СН между взаимно резервирующими трансформаторными подстанциями.

1.2 Классификация низковольтных схем систем электроснабжения

На рисунках 1.1-1.7 представлены основные виды низковольтных схем:

- а) радиальная (рисунок 1.1);
- б) магистральная (рисунок 1.2);
- в) смешанная (рисунок 1.3);
- г) замкнутая (рисунок 1.4).

Магистральные схемы бывают следующих видов:

- одиночная магистраль (рисунок 1.5);
- магистральная с двусторонним питанием (рисунок 1.6);
- петлевая (рисунок 1.7).

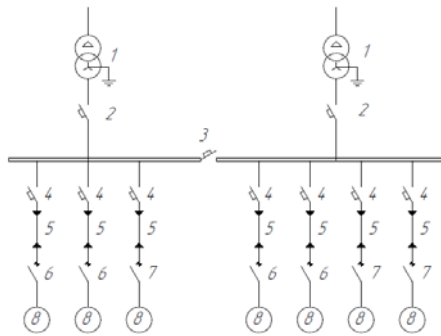


Рисунок 1.1 – Радиальная схема

На рисунке 1.1:

- 1 – трансформатор 10/0,4 кВ;
- 2 – автоматический выключатель (АВ) ввода низкого напряжения (НН);
- 3 – секционный АВ;
- 4 – АВ отходящих линий;
- 5 – кабель 0,4 кВ;
- 6 – магнитный пускатель;
- 7 – контактор;
- 8 – двигатель.

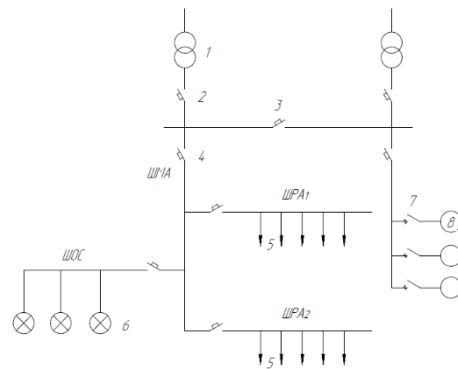


Рисунок 1.2 –
Магистральная схема

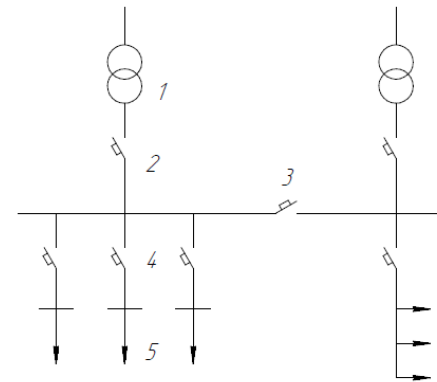


Рисунок 1.3 – Смешанная
схема

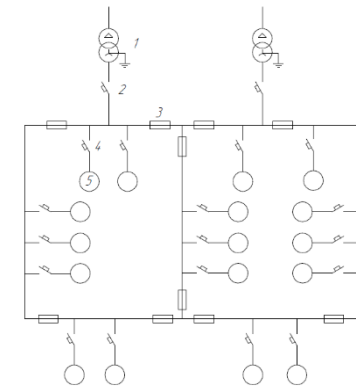


Рисунок 1.4 –
Замкнутая схема

На рисунке 1.4:

- 1 – трансформатор 10/0,4 кВ;
- 2 – АВ ввода НН;
- 3 – предохранитель;
- 4 – АВ отходящих линий;
- 5 – двигатель.

На рисунках 1.2, 1.3:

- 1 – трансформатор 10/0,4 кВ;
- 2 – АВ ввода НН;
- 3 – секционный АВ;
- 4 – АВ отходящих линий;
- 5 – нагрузка;
- 6 – лампа накаливания;
- 7 – магнитный пускатель/контактор;
- 8 – двигатель.

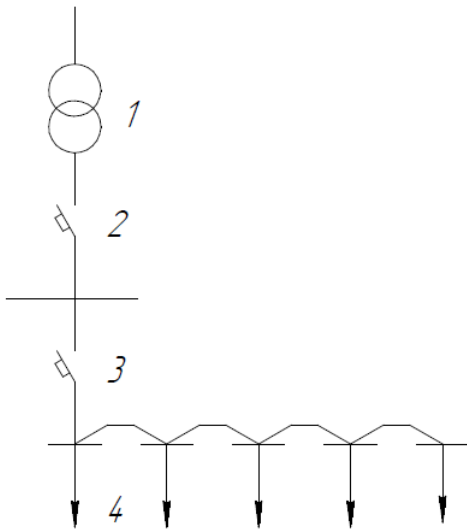


Рисунок 1.5 – Одиночная магистраль

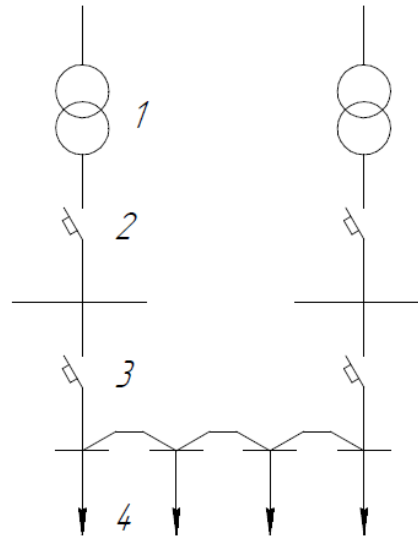


Рисунок 1.6 – Магистральная схема с двусторонним питанием

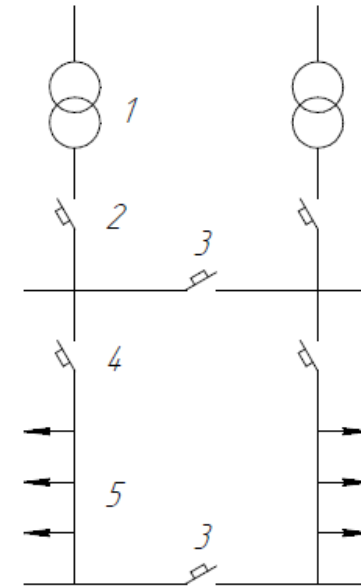


Рисунок 1.7 – Петлевая схема

На рисунках 1.5, 1.6:
 1 – трансформатор 10/0,4 кВ;
 2 – АВ ввода НН;
 3 – АВ отходящих линий;
 4 – нагрузка.

На рисунках 9 и 10:
 1 – трансформатор 10/0,4 кВ;
 2 – АВ ввода НН;
 3 – секционный АВ;
 4 – АВ отходящих линий;
 5 – нагрузка.

Радиальные схемы (рисунок 1.1) применяются на промышленных предприятиях: для питания мощных и ответственных потребителей (крупные станки, насосы, вентиляторы, печи); в жилых и общественных зданиях (на нижнем уровне распределения): питание отдельных квартирных или офисных щитков от этажного распределительного устройства (РУ); в центрах обработки данных (ЦОД): питание стоек ИТ-оборудования и систем кондиционирования; в распределительных сетях 0,4 кВ городской застройки: питание трансформаторных подстанций (ТП) от одной центральной распределительной подстанции (ЦРП) или питание отдельных зданий от ТП.

Магистральные схемы (рисунок 1.2) применяются там, где нагрузка распределена относительно равномерно по длине трассы или где много однородных, неответственных потребителей.

1. Одиночная магистраль (рисунок 1.5) применяется в производственных цехах с равномерно расставленным оборудованием: для питания группы однотипных станков, расположенных вдоль технологической линии, от одной магистральной шины или кабеля; в осветительных сетях: питание длинных рядов светильников в цехах, торговых залах, складах; в неответственных распределительных сетях (например, питание группы гаражей, небольших мастерских или временных объектов от одной линии)

2. Магистраль с двусторонним питанием (рисунок 1.6) применяется для питания ответственных производственных линий: в металлургии, химической промышленности, где требуется бесперебойная работа конвейерных систем; для распределения э/э в протяженных зданиях: большие административные или торговые центры, где магистраль (часто в виде шинопровода) проходит через все здание и запитана с двух концов от разных трансформаторов или секций щита; для системы аварийного освещения: для повышения надежности питания светильников эвакуационных путей.

3. Петлевая схема (рисунок 1.7) применяется в городских сетях 0,4 кВ: схема питания жилых кварталов и микрорайонов, где один кабель, образующий петлю, питает несколько ТП или вводных устройств зданий; на

промышленных площадках с рассредоточенными зданиями: питание удаленных друг от друга цехов или вспомогательных сооружений.

Смешанная схема (радиально-магистральная) (рисунок 1.3) применяется в подавляющем большинстве современных промышленных, гражданских и коммерческих объектов; в многоэтажных жилых домах: Магистраль – вертикальная (силовой кабель или шинопровод), от которой на каждом этаже делаются радиальные ответвления в этажные щитки, а от них – радиальные линии в квартиры; в производственных цехах: магистральный шинопровод подвешен вдоль цеха, а от него делаются радиальные спуски к отдельным станкам или их группам через защитные аппараты; в торговых центрах и офисных зданиях: магистральный шинопровод проходит по техническим этажам или коридорам, а от него радиальные линии идут к магазинам, офисным блокам или зонам.

Замкнутая схема (кольцевая) (рисунок 1.4) применяется в сетях электроснабжения городов и районов с высокой категорией надежности (I-я и особая): кольцевание ТП СН (6-10 кВ) или НН; крупные промышленные предприятия с непрерывным циклом производства: энергоемкие производства (нефтехимия, целлюлозно-бумажная промышленность); крупных ЦОД и телекоммуникационные узлы: создание резервированной инфраструктуры питания.

1.3 Классификация схем и систем электроснабжения по основным признакам

На рисунке 1.8 приведена классификация схем и СЭС [24].

Классификация СЭС по характеристикам потребителей:

1. по категории надежности потребителей: I, I особая, II и III категории;
2. по режиму работы потребителей:
 - длительный или продолжительный режим;

- кратковременный режим;
- повторно-кратковременный режим (ПКР);

3. по виду графиков электрических нагрузок.

На рисунке 1.9 приведена классификация видов отказов электрооборудования СЭС.

Моменты возникновения отказов в сложной СЭС обычно являются событиями случайными, вызванными неправильными действиями обслуживающего персонала. Однако место их возникновения не всегда удается предсказать заранее. Это возможно в тех случаях, когда систематически наступает механический или электрический износ одного и того же элемента (или узла) в однотипном оборудовании схемы СЭС. Подобные отказы иногда называют закономерными в противоположность отказам случайным, место и моменты возникновения которых заранее предсказать затруднительно.

Систематические отказы одних и тех же элементов оборудования схем СЭС наиболее часто наблюдаются в начале эксплуатации СЭС и возникают вследствие конструктивных или технологических ошибок.

Отказы как случайные события, могут быть независимыми и зависимыми. Если отказ какого-либо элемента в СЭС не приводит к отказу других элементов, то такой отказ называется независимым. Отказ, появившийся в результате отказа других элементов, называется зависимым.

В большинстве случаев механические или электрические повреждения элементов СЭС наступают мгновенно, внезапно и приводят к потере работоспособности либо самого элемента, либо всего оборудования схемы. Такие отказы называют мгновенными или внезапными. Длительное постепенное изменение параметров элементов СЭС по причине старения материалов в большинстве случаев приводит лишь к ухудшению выходных характеристик оборудования при сохранении ее работоспособности. Такие отказы СЭС называют постепенными.

Отказы бывают также окончательные, временные и перемежающиеся. При окончательном отказе оборудование схемы СЭС либо становится неработоспособной, либо ее характеристики выходят за допустимые пределы на все время до устранения отказа. Временные отказы могут самопроизвольно исчезать без вмешательства обслуживающего персонала после устранения вызвавшей их причины. Перемежающийся отказ продолжается короткое время, затем СЭС самовосстанавливается и работает надежно.

По причинам возникновения отказов можно выделить: конструктивные, технологические и эксплуатационные. Конструктивные отказы – возникающие в результате несовершенства правил и норм конструирования. Технологические – возникающие в результате несовершенства или нарушения установленного процесса изготовления или ремонта объекта, выполненного на ремонтном предприятии. Эксплуатационные – возникающие в результате нарушения правил или условий эксплуатации.

По физическим признакам проявления различают отказы типа: обрыв, перегрузка, уход параметров за пределы установленных норм технических условий (ТУ). Обрыв и перегрузка приводят, как правило, к полному прекращению функционирования СЭС, причем перегрузки могут вызывать цепь негативных последствий.

Расстройки, повреждения и аварии отличаются друг от друга объемом и характером ремонта. Расстройкой называется нарушение нормального режима работы СЭС из-за неправильной установки органов регулировки при полностью исправных элементах СЭС; для их устранения достаточно лишь произвести подстройку. К повреждениям относятся отказы, вызванные необратимыми изменениями параметров элементов СЭС, для устранения которых требуется заменить неисправные элементы. К аварийным относятся отказы, для устранения которых требуется длительное время; они обычно происходят либо вследствие грубых нарушений правил технической эксплуатации, либо из-за производственных недостатков СЭС. При аварийных отказах происходит срабатывание автоматической защиты:

- устойчивые отказы, при неуспешном срабатывании автоматического повторного включения (АПВ);
- неустойчивые отказы, ликвидируемые АПВ;

Существуют также плановые отказы – для выполнения технических ремонтов, профилактических испытаний и пр.

На рисунке 1.10 показана классификация распределительных линий низковольтных сетей СЭС, которая включает в себя:

- кабельные линии;
- электропроводки;
- провода;
- шинопроводы.

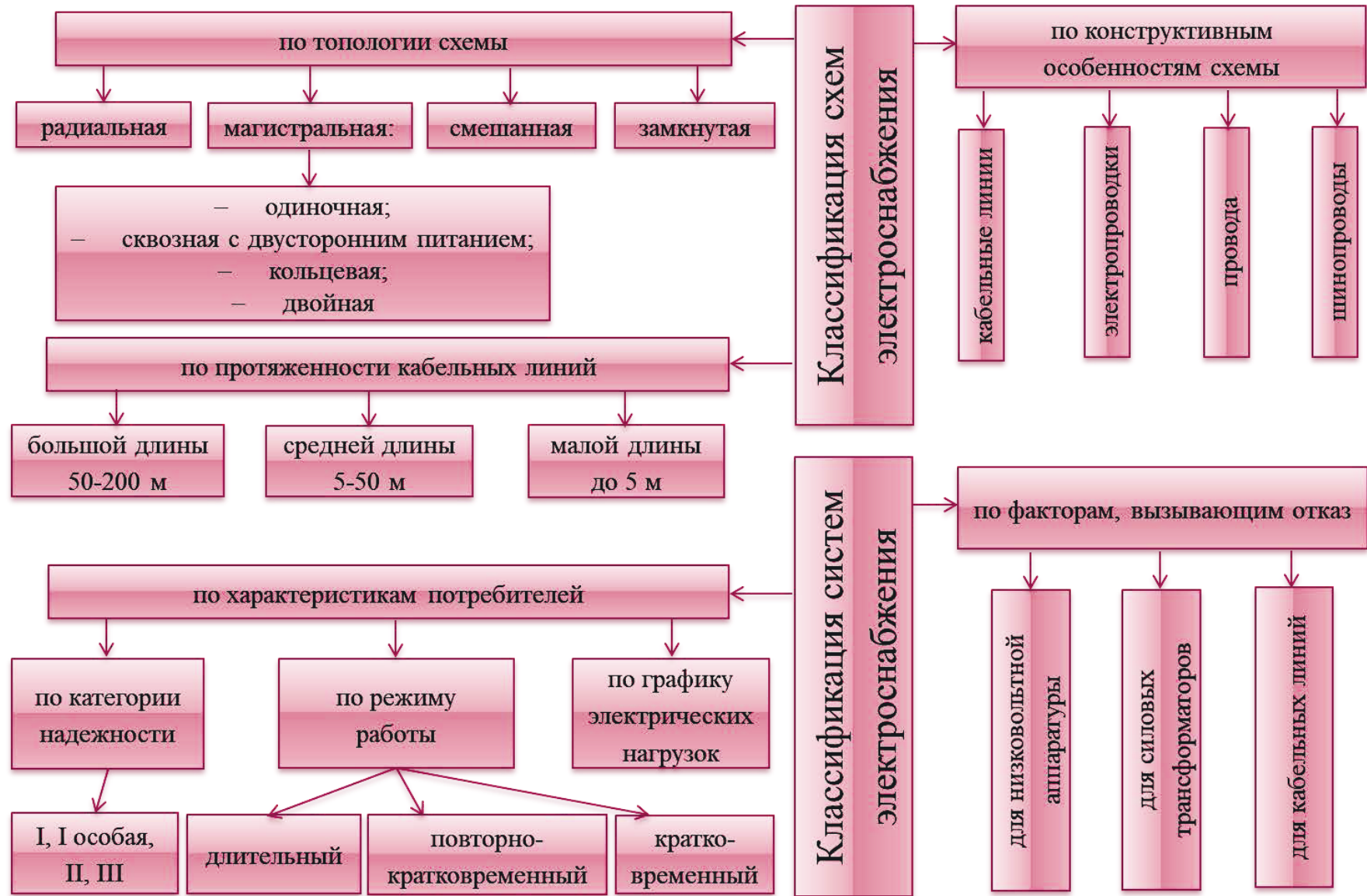


Рисунок 1.8 – Классификация схем и СЭС



Рисунок 1.9 – Классификация отказов оборудования СЭС

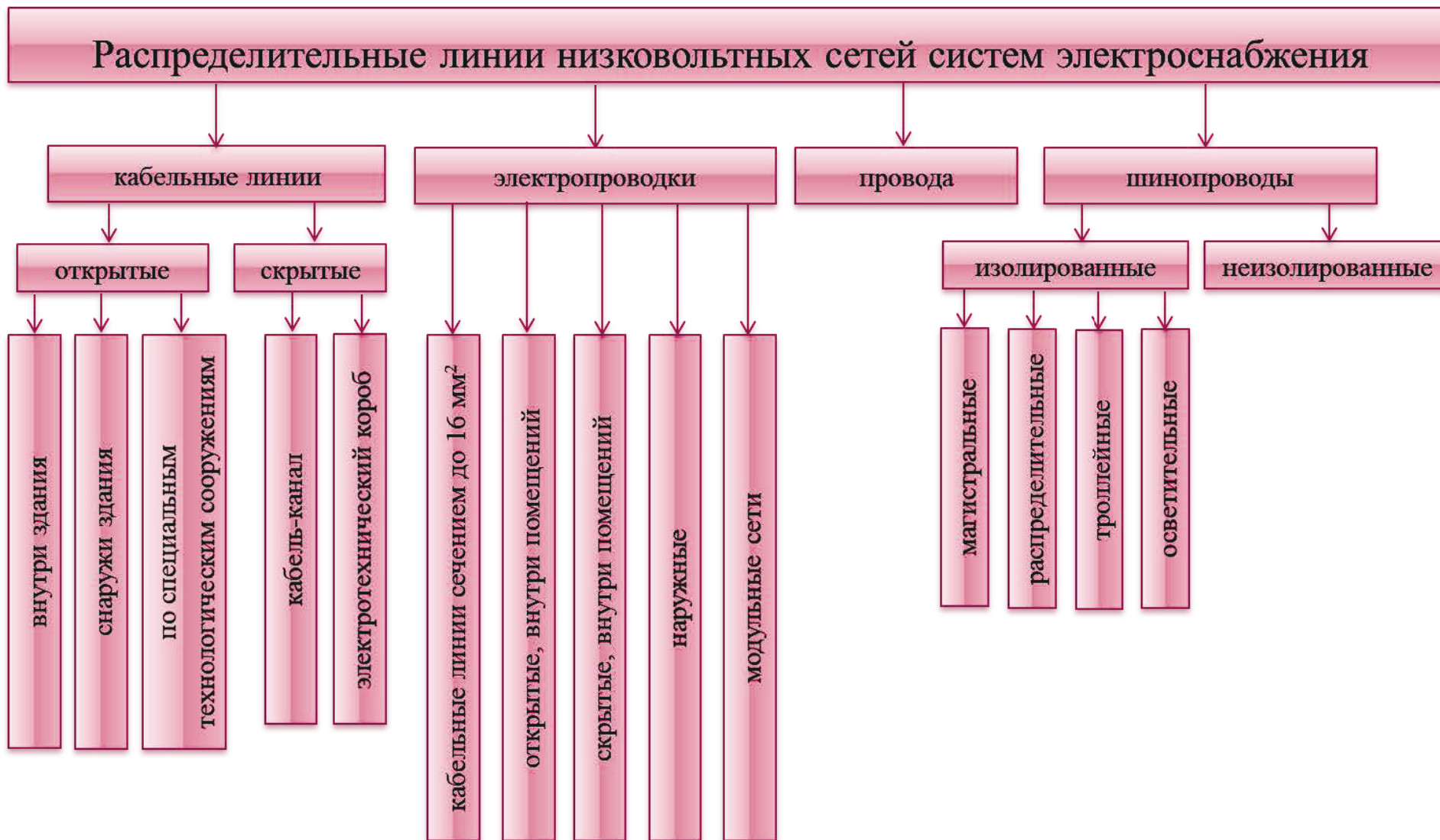


Рисунок 1.10 – Классификация распределительных линий низковольтных сетей СЭС

1.4 Основные факторы, влияющие на параметры надежности схем систем электроснабжения

Исследование причин отказов и дефектов низковольтной аппаратуры (рисунок 1.11) показывает, что ~40-45% общего количества отказов происходит от ошибок, допущенных при проектировании, 20% – от ошибок при производстве, 30% – от тяжелых условий эксплуатации и недопустимых режимов работы или неправильного обслуживания и, примерно, 5-7% – от естественного износа и старения оборудования.



Рисунок 1.11 – Причины отказов и дефектов низковольтного оборудования

Данные рисунка 1.11 получены на основе анализа статистических данных отказов электрооборудования предприятий топливно-энергетического комплекса, машиностроения и химической промышленности республики Татарстан.

На рисунке 1.12 приведено процентное соотношение отказов однофазных и трехфазных электрических двигателей; АВ, магнитных пускателей и контакторов; разъединителей и силовых трансформаторов.

Около 70-80% от общего числа отказов для электрических двигателей вызваны повреждениями обмотки статора. Отказы, вызванные повреждением подшипников двигателя, составляют 15-20%, остальные отказы – 4%.

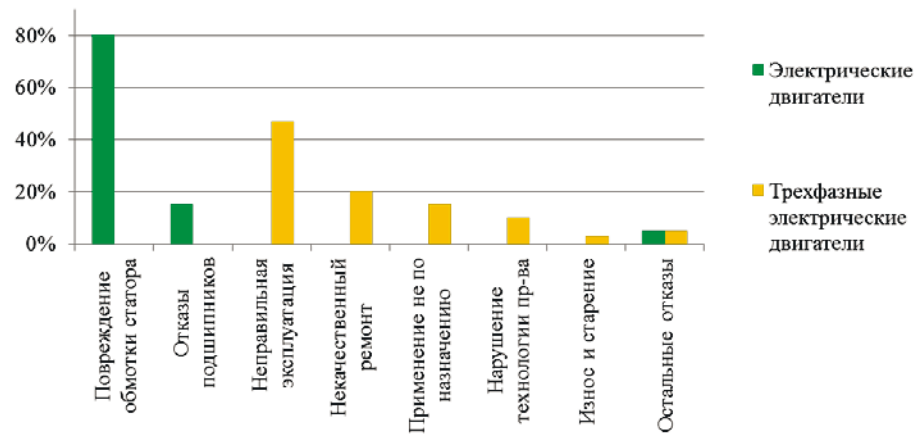
Причинами отказов трехфазных электродвигателей являются: неправильная эксплуатация – 47%, некачественный ремонт – 20%, применение не по назначению – 15%, нарушение технологии производства – 10%, износ и старение – 3%, прочие – 5%.

Для АВ основными причинами отказов являются повреждения контактов – 63%, что включает обгорание и износ контактов (45%), повреждение механизма свободного расцепления и регулировки контактов (18%). Другие виды отказов вызваны ослаблением пружин – 19% и поломкой расцепителя – 13%, прочие отказы – 5%.

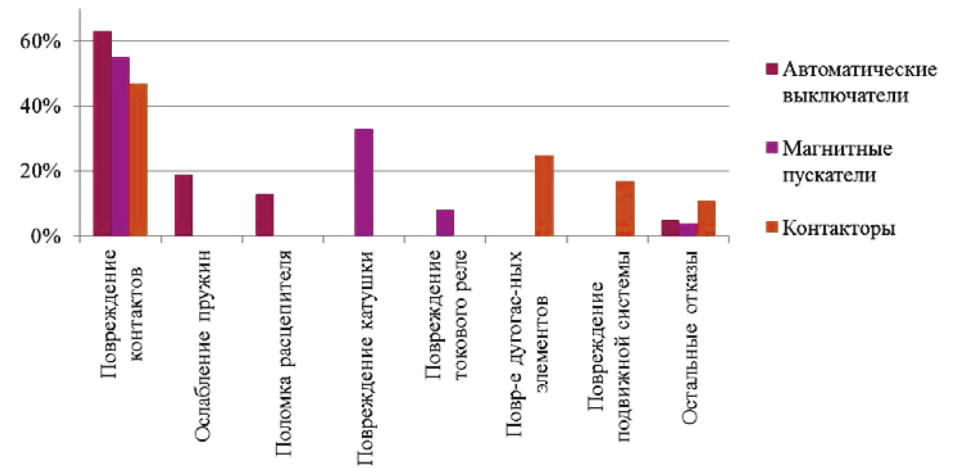
Большинство отказов магнитных пускателей связаны с повреждением контактов (57%) и катушки (33%). Повреждение теплового реле составляет 8% от общего количества и по невыявленным причинам – 4% отказов. Для контакторов – повреждение контактов (47%), дугогасительных элементов (25%) и подвижной системы (17%). Иные отказы – 11%.

Для разъединителей (рисунок 1.12в) наибольшее число отказов происходит из-за пробоя дуговой изоляции – 45%. Остальные отказы связаны с подгоранием и привариванием силовых контактов – 20%, выходом привода из строя – 16% и поломкой тяг – 13%. Неустановленные отказы – 6%.

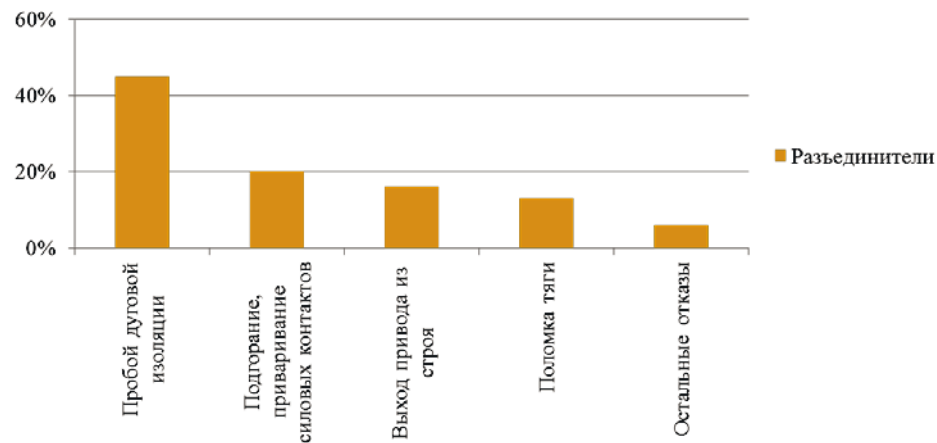
Для силовых трансформаторов (рисунок 1.12г) основными причинами отказов являются повреждения продольной и витковой изоляции – 47%, неправильная эксплуатация – 19%, старения изоляции – 15%, некачественный ремонт – 9%, заводские дефекты – 7% и другие случаи – 3%.



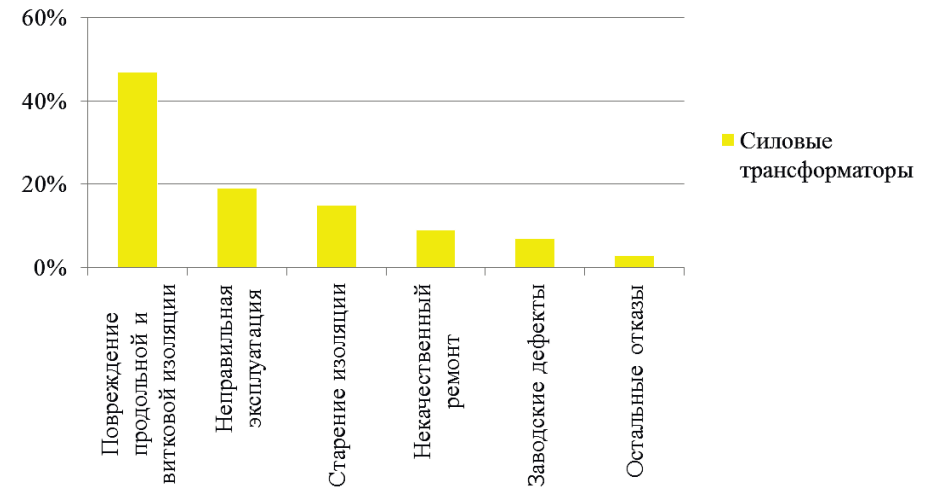
а)



б)



в)



г)

Рисунок 1.12 – Причины и соотношение отказов а) электродвигателей; б) АВ, магнитных пускателей и контакторов; в) разъединителей; г) силовых трансформаторов

1.5 Выводы по главе

1. Предложена классификация схем и СЭС по виду топологии схемы, по протяженности КЛ схемы, по характеристикам потребителей э/э, по основным факторам, вызывающим отказы электрооборудования СЭС, а также классификация распределительных линий низковольтных сетей СЭС.

2. Представлена классификация основных видов отказов электрооборудования СЭС.

3. Представлен анализ основных факторов, определяющих параметры надежности электрооборудования схем СЭС, относительная величина отказов некоторых видов электрооборудования.

2 МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

2.1 Исходные данные для расчета параметров надежности схемы участка низковольтной сети

Представим исходные данные для расчета параметров надежности на примере схемы участка низковольтной сети на рисунке 2.1. Схема состоит из высоконадежных элементов, для которых время безотказной работы превышает время восстановления элементов, и отказ более двух независимых элементов – событие маловероятное [23]. Разделим схему на I, II и III уровни по видам элементов электрооборудования [12].

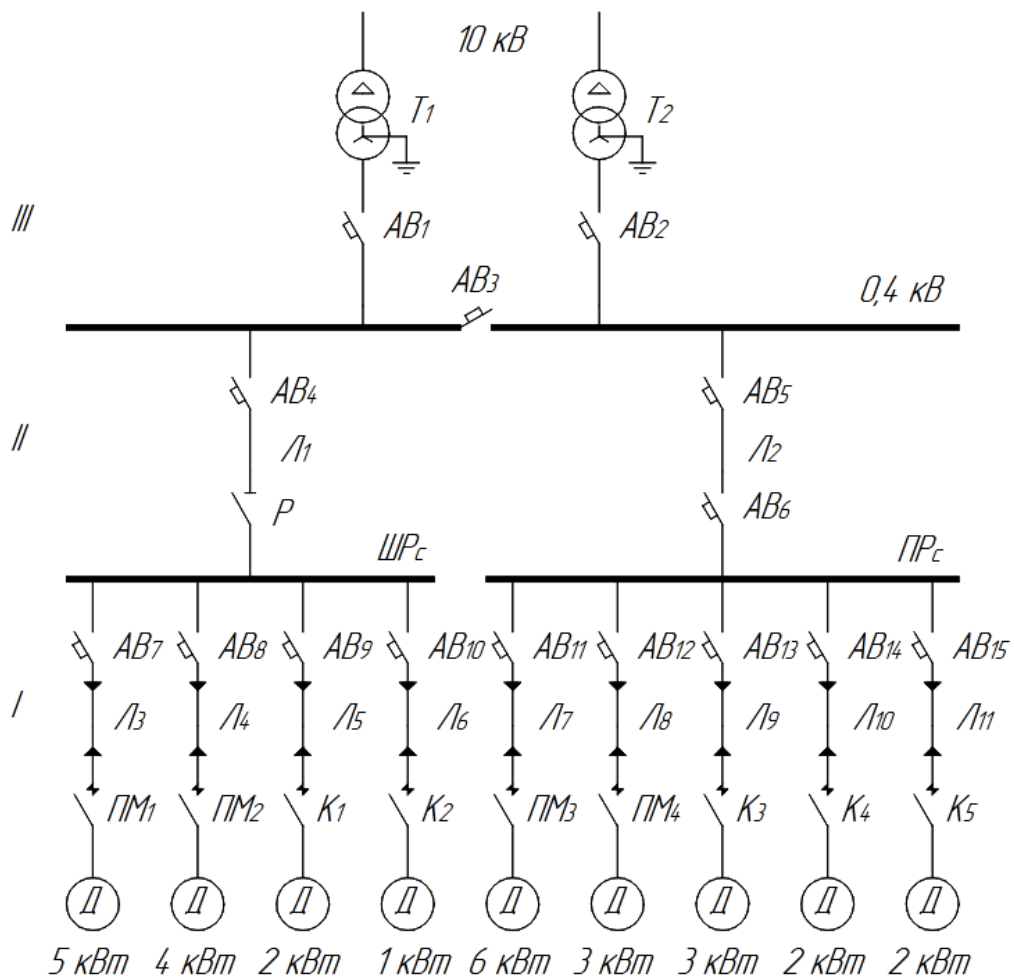


Рисунок 2.1 – Схема участка низковольтной сети

Оборудование уровня (I) – автоматические выключатели АВ₇₋₁₅, магнитные пускатели ПМ₁₋₄, контакторы К₁₋₅, кабельные линии Л₃₋₁₁, асинхронные двигатели Д.

Оборудование уровня (II) – автоматические выключатели АВ₄₋₆, рубильник Р, кабельные линии Л₁ и Л₂.

Оборудование уровня (III) – автоматические выключатели АВ₁, АВ₂ за трансформаторами, секционный автоматический выключатель АВ₃, секции шин 0,4 кВ, силовые трансформаторы Т₁ и Т₂.

Описание схемы (рисунок 2.1) и исходные данные для расчета:

- длина линий: Л₁=10 м, Л₂=10 м, Л₃=5 м, Л₄=5 м, Л₅=5 м, Л₆=5 м, Л₇=5 м, Л₈=5 м, Л₉=5 м, Л₁₀=5 м, Л₁₁=5 м;
- трансформаторы: Т₁ – ТМ-1600/10/0,4; Т₂ – ТМ-1600/10/0,4;
- автоматические выключатели: АВ₁, АВ₂, АВ₃ – секционный, АВ₄, АВ₅, АВ₆, АВ₇, АВ₈, АВ₉, АВ₁₀, АВ₁₁, АВ₁₂, АВ₁₃, АВ₁₄, АВ₁₅;
- рубильник: Р;
- шкаф распределительный силовой: ШРС;
- пункт распределительный силовой: ПРС;
- магнитные пускатели: ПМ₁, ПМ₂, ПМ₃, ПМ₄;
- контакторы: К₁, К₂, К₃, К₄, К₅;
- нагрузка: Д₁=5 МВт, Д₂=4 МВт, Д₃=2 МВт, Д₄=1 МВт, Д₅=6 МВт, Д₆=3 МВт, Д₇=3 МВт, Д₈=2 МВт, Д₉=2 МВт;
- время наблюдения Т = 6 лет.

Для расчета параметров надежности схемы используем следующие методы (рисунок 2.1):

- поэлементный – относительно распределительного шкафа (ШРС);
- поэлементный – относительно распределительного пункта (ПРС);
- поэлементный – относительно каждого присоединения;
- логико-вероятностный метод (с помощью построения дерева отказов);
- метод с помощью коэффициентов присоединений;

- метод расчета по уровням электроснабжения;
- метод оценки надежности мостиковых схем.

В таблице 2.1 приведены справочные и расчетные данные по каждому элементу схемы.

Таблица 2.1 – Результаты расчета оценки эффективности отказов по элементам схемы

Элемент схемы	λ – интенсивность отказов, 1/ГОД	Элемент схемы	λ – интенсивность отказов, 1/ГОД	λ^* – расчетная интенсивность отказов, 1/ГОД
T ₁	0,015	Л ₁	0,026	0,0026
T ₂	0,015	Л ₂	0,026	0,0026
AB ₁	0,051	Л ₃	0,026	0,0013
AB ₂	0,051	Л ₄	0,026	0,0013
AB ₃	0,051	Л ₅	0,026	0,0013
AB ₄	0,051	Л ₆	0,026	0,0013
AB ₅	0,051	Л ₇	0,026	0,0013
AB ₆	0,051	Л ₈	0,026	0,0013
AB ₇	0,051	Л ₉	0,026	0,0013
AB ₈	0,051	Л ₁₀	0,026	0,0013
AB ₉	0,051	Л ₁₁	0,026	0,0013
AB ₁₀	0,051	ПМ ₁	0,095	
AB ₁₁	0,051	ПМ ₂	0,095	
AB ₁₂	0,051	ПМ ₃	0,095	
AB ₁₃	0,051	ПМ ₄	0,095	
AB ₁₄	0,051	К ₁	0,098	
AB ₁₅	0,051	К ₂	0,098	
Р	0,038	К ₃	0,098	
ШРс	0,001	К ₄	0,098	
ПРс	0,001	К ₅	0,098	

Интенсивность отказов λ кабельной линии АВВГ-0,4 кВ зависит от длины:

$$Л_1, Л_2: 0,026 \cdot (10 \text{ м}/100 \text{ м}) = 0,0026 \text{ откл/год};$$

$$Л_3 \dots Л_{11}: 0,026 \cdot (5 \text{ м}/100 \text{ м}) = 0,0013 \text{ откл/год}.$$

На рисунке 2.2 приведена классификация основных методов оценки параметров надежности схем электроснабжения объектов.

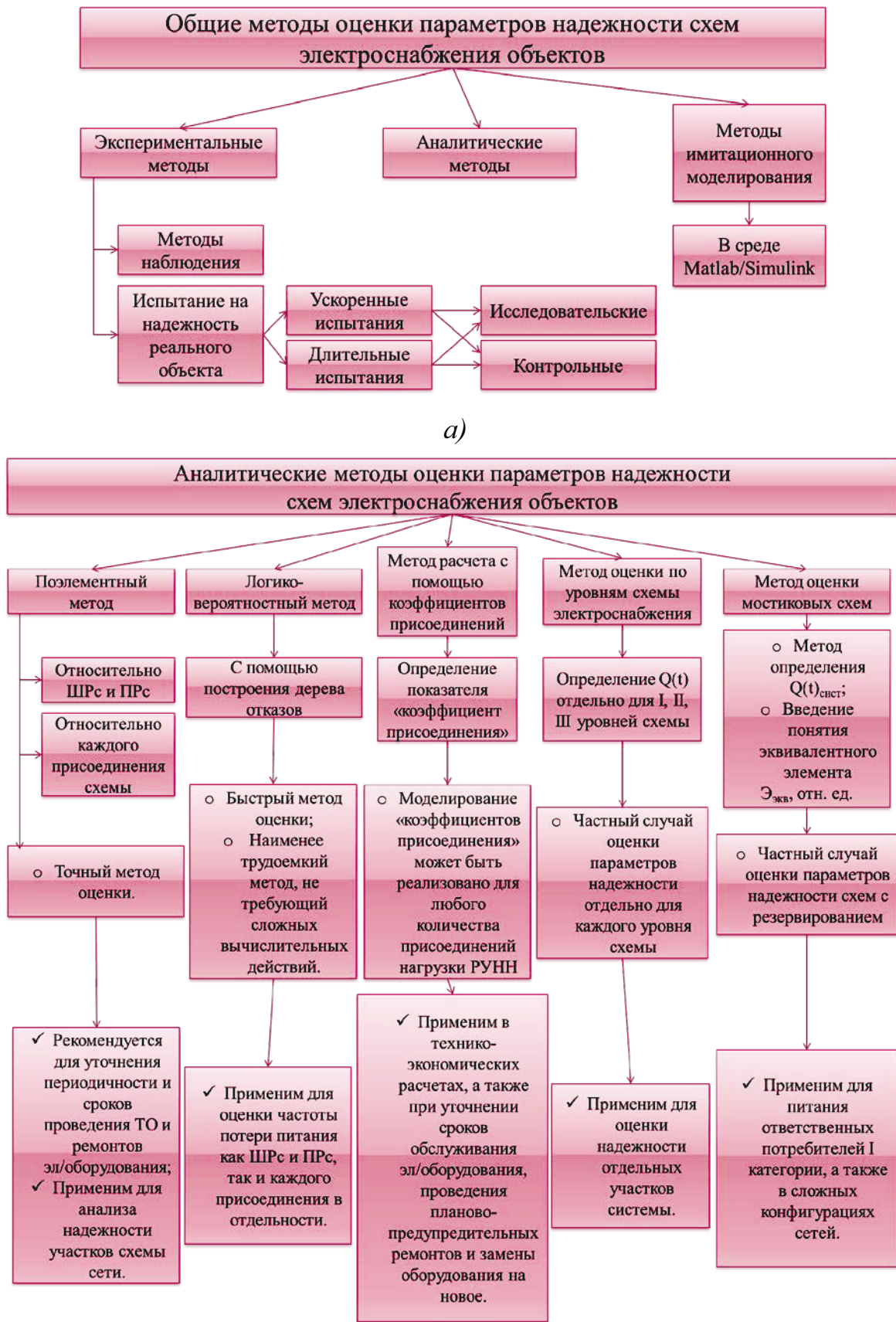


Рисунок 2.2 – Классификация а) общих методов, б) аналитических методов оценки параметров надежности схем электроснабжения объектов

2.2 Поэлементный метод оценки параметров надежности

2.2.1 Метод оценки параметров надежности относительно ШРс и ПРс

Составим структурную схему надежности (рисунок 2.3) для электрической схемы рисунок 2.1.

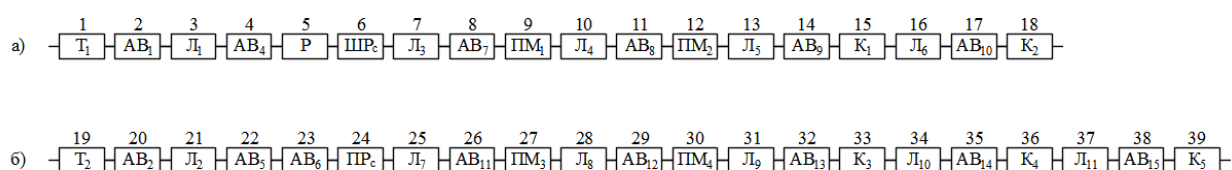


Рисунок 2.3 – Структурная схема надежности

Интенсивность отказов схемы определяется суммой λ всех элементов [38-39]

$$\lambda_c = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \dots + \lambda_n, \quad (2.1)$$

где λ_c – интенсивность отказов системы электроснабжения (СЭС);

$\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \lambda_4, \lambda_5, \dots, \lambda_n$ – интенсивности отказов элементов системы.

Рассчитаем λ схемы относительно ШРс

$$\begin{aligned} \lambda_{C1} = & \lambda_{T1} + \lambda_{AB1} + \lambda_{L1} + \lambda_{AB4} + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_{L3} + \lambda_{AB7} + \lambda_{ПМ1} + \lambda_{L4} + \\ & \lambda_{AB8} + \lambda_{ПМ2} + \lambda_{L5} + \lambda_{AB9} + \lambda_{K1} + \lambda_{L6} + \lambda_{AB10} + \lambda_{K2} = \lambda_T + 6 \cdot \lambda_{AB} + \\ & 5 \cdot \lambda_L + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + 2 \cdot \lambda_{ПМ} + 2 \cdot \lambda_K. \end{aligned} \quad (2.2)$$

Рассчитаем λ схемы относительно ПРс

$$\begin{aligned} \lambda_{C2} = & \lambda_{T2} + \lambda_{AB2} + \lambda_{L2} + \lambda_{AB5} + \lambda_{AB6} + \lambda_{ПРс} + \lambda_{L7} + \lambda_{AB11} + \lambda_{ПМ3} + \lambda_{L8} + \\ & \lambda_{AB12} + \lambda_{ПМ4} + \lambda_{L9} + \lambda_{AB13} + \lambda_{K3} + \lambda_{L10} + \lambda_{AB14} + \lambda_{K4} + \lambda_{L11} + \lambda_{AB15} + \\ & \lambda_{K5} = \lambda_T + 8 \cdot \lambda_{AB} + \lambda_{ПРс} + 6 \cdot \lambda_L + 2 \cdot \lambda_{ПМ} + 3 \cdot \lambda_K. \end{aligned} \quad (2.3)$$

В таблице 2.2 приведены λ схем относительно ШРс и ПРс соответственно.

Таблица 2.2 – Данные для расчета параметров надежности схемы относительно ШРс и ПРс

Параметры схемы для расчета относительно ШРс			Параметры схемы для расчета относительно ПРс		
Номер элемента схемы	Элемент схемы	λ , откл/год	Номер элемента схемы	Элемент схемы	λ , откл/год
1	T ₁	0,015	19	T ₂	0,015
2	AB ₁	0,051	20	AB ₂	0,051
3	Л ₁	0,0026	21	Л ₂	0,0026
4	AB ₄	0,051	22	AB ₅	0,051
5	P	0,038	23	AB ₆	0,051
6	ШРс	0,001	24	ПРс	0,001
7	Л ₃	0,0013	25	Л ₇	0,0013
8	AB ₇	0,051	26	AB ₁₁	0,051
9	ПМ ₁	0,095	27	ПМ ₃	0,095
10	Л ₄	0,0013	28	Л ₈	0,0013
11	AB ₈	0,051	29	AB ₁₂	0,051
12	ПМ ₂	0,095	30	ПМ ₄	0,095
13	Л ₅	0,0013	31	Л ₉	0,0013
14	AB ₉	0,051	32	AB ₁₃	0,051
15	K ₁	0,098	33	K ₃	0,098
16	Л ₆	0,0013	34	Л ₁₀	0,0013
17	AB ₁₀	0,051	35	AB ₁₄	0,051
18	K ₂	0,098	36	K ₄	0,098
Сумма интенсивностей λ_{c1}	0,7538	37	Л ₁₁	0,0013	
		38	AB ₁₅	0,051	
		39	K ₅	0,098	
		Сумма интенсивностей λ_{c2}		0,9171	

Для определения изменения значений функций вероятности безотказной работы $P(t)$ и вероятности отказа $Q(t)$ применяется метод «свертки»

$$P_{1...18}(t) = e^{-\lambda_{c1} \cdot t} = e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_{18}) \cdot t}, \quad (2.4)$$

$$Q_{1...18}(t) = 1 - e^{-\lambda_{c1} \cdot t} = 1 - e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_{18}) \cdot t}, \quad (2.5)$$

где λ_{c1} – сумма интенсивностей отказов схемы относительно ШРс;

t – время наблюдения, равное 6 годам.

Для схемы относительно ШРс за первый год эксплуатации

$$P_1(t = 1) = e^{-0,7538 \cdot 1} = 0,471,$$

$$Q_1(t = 1) = 1 - e^{-0,7538 \cdot 1} = 1 - 0,471 = 0,529.$$

Результаты расчетов параметров надежности схем на заданном интервале времени наблюдения по годам приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Прогнозирование значений параметров надежности схемы относительно ШРс и ПРс на период за 6 лет

Схема относительно ШРс	$\Sigma\lambda$	Год эксплуатации схемы					
		1	2	3	4	5	6
$P_1(t)$	0,7538	0,471	0,221	0,104	0,049	0,023	0,011
$Q_1(t)$		0,529	0,779	0,896	0,951	0,977	0,989
Схема относительно ПРс	$\Sigma\lambda$	Год эксплуатации схемы					
		1	2	3	4	5	6
$P_2(t)$	0,9171	0,400	0,160	0,064	0,026	0,010	0,004
$Q_2(t)$		0,600	0,840	0,936	0,974	0,990	0,996

В соответствии с требованиями ГОСТ 30852.16-2002 ТО должно быть не реже одного раза в 12 мес.

По данным таблицы 2.3 построим графики изменения функции $P(t)$ и $Q(t)$ для схем относительно ШРс (1) и ПРс (2) (рисунок 2.4).

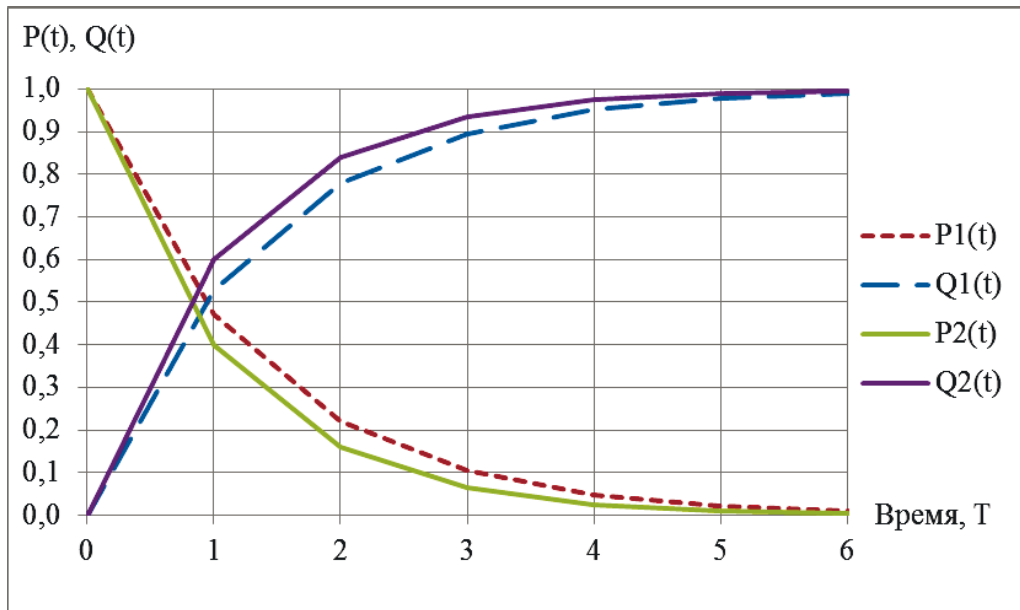


Рисунок 2.4 – Графические зависимости изменения функций вероятности безотказной работы и появления отказа во времени для ШРс – $P_1(t)$, $Q_1(t)$ и $P_2(t)$, $Q_2(t)$ – для ПРс

На рисунке 2.4: $P_1(t)$, $Q_1(t)$ – $P(t)$, $Q(t)$ для схемы относительно ШРс; $P_2(t)$, $Q_2(t)$ – для схемы относительно ПРс соответственно.

Данный метод оценки параметров рекомендуется применять для уточнения периодичности технического обслуживания (ТО) и ремонта электрооборудования в СЭС.

2.2.2 Метод оценки параметров надежности относительно каждого присоединения

Далее рассмотрим метод оценки параметров надежности схем относительно каждого присоединения для ШРс и ПРс.

На рисунке 2.5 показаны расчетные схемы надежности относительно каждого присоединения ШРс.

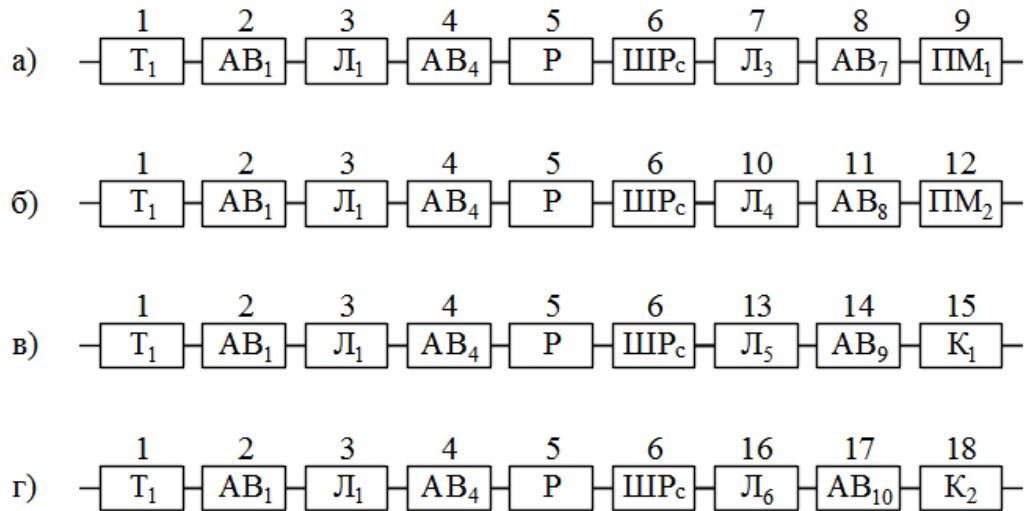


Рисунок 2.5 – Расчетные схемы надежности относительно а) первого, б) второго, в) третьего и г) четвертого присоединений ШРс соответственно

Рассчитаем значения λ относительно каждого элемента.

1. Для первого присоединения

$$\lambda_1 = \lambda_{T1} + \lambda_{AB1} + \lambda_{Л1} + \lambda_{AB4} + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_{Л3} + \lambda_{AB7} + \lambda_{ПМ1} = \lambda_T + 3 \cdot \lambda_{AB} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_{ПМ}. \quad (2.6)$$

2. Для второго присоединения

$$\lambda_2 = \lambda_{T1} + \lambda_{AB1} + \lambda_{Л1} + \lambda_{AB4} + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_{Л4} + \lambda_{AB8} + \lambda_{ПМ2} = \lambda_T + 3 \cdot \lambda_{AB} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_{ПМ}. \quad (2.7)$$

3. Для третьего присоединения

$$\lambda_3 = \lambda_{T1} + \lambda_{AB1} + \lambda_{Л1} + \lambda_{AB4} + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_{Л5} + \lambda_{AB9} + \lambda_{К1} = \lambda_T + 3 \cdot \lambda_{AB} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_K. \quad (2.8)$$

4. Для четвертого присоединения

$$\lambda_4 = \lambda_{T1} + \lambda_{AB1} + \lambda_{Л1} + \lambda_{AB4} + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_{Л6} + \lambda_{AB10} + \lambda_{К2} = \lambda_T + 3 \cdot \lambda_{AB} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_P + \lambda_{ШРс} + \lambda_K. \quad (2.9)$$

На рисунке 2.6 показаны расчетные схемы надежности относительно каждого присоединения ПРс.

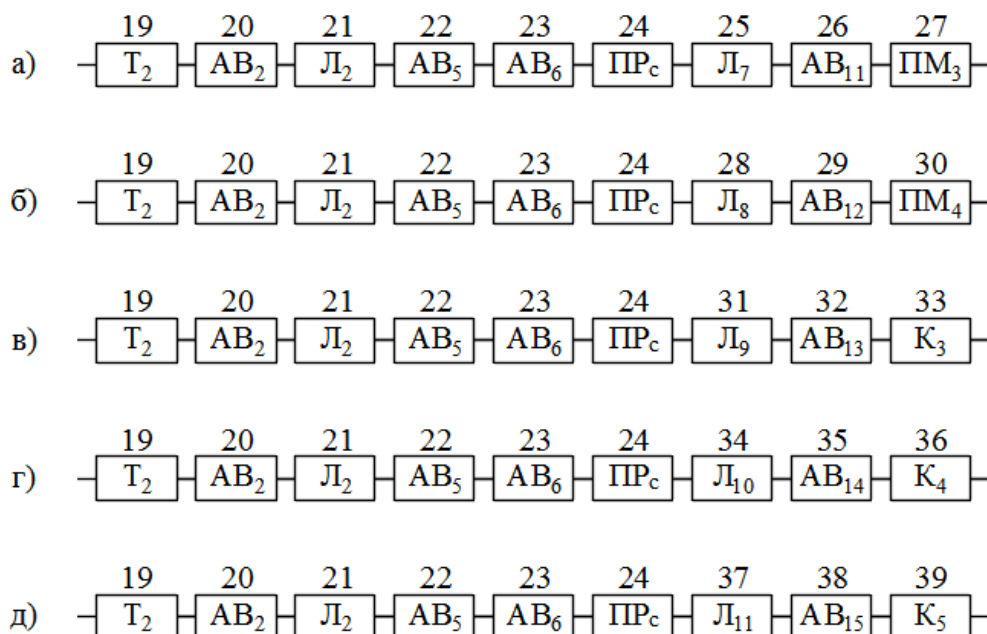


Рисунок 2.6 – Расчетные схемы надежности относительно а) пятого, б) шестого, в) седьмого, г) восьмого и д) девятого присоединений ПРс соответственно

Значения λ относительно каждого элемента для ПРс рассчитываются аналогично.

1. Для пятого присоединения

$$\lambda_5 = \lambda_{T2} + \lambda_{AB2} + \lambda_{Л2} + \lambda_{AB5} + \lambda_{AB6} + \lambda_{ПРс} + \lambda_{Л7} + \lambda_{AB11} + \lambda_{ПМ3} = \lambda_T + 4 \cdot \lambda_{AB} + \lambda_{ПРс} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_{ПМ}. \quad (2.10)$$

2. Для шестого присоединения

$$\lambda_6 = \lambda_{T2} + \lambda_{AB2} + \lambda_{Л2} + \lambda_{AB5} + \lambda_{AB6} + \lambda_{ПРс} + \lambda_{Л8} + \lambda_{AB12} + \lambda_{ПМ4} = \lambda_T + 4 \cdot \lambda_{AB} + \lambda_{ПРс} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_{ПМ}. \quad (2.11)$$

3. Для седьмого присоединения

$$\lambda_7 = \lambda_{T2} + \lambda_{AB2} + \lambda_{Л2} + \lambda_{AB5} + \lambda_{AB6} + \lambda_{ПРс} + \lambda_{Л9} + \lambda_{AB13} + \lambda_{К3} = \lambda_T + 4 \cdot \lambda_{AB} + \lambda_{ПРс} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_K. \quad (2.12)$$

4. Для восьмого присоединения

$$\lambda_8 = \lambda_{T2} + \lambda_{AB2} + \lambda_{Л2} + \lambda_{AB5} + \lambda_{AB6} + \lambda_{ПРс} + \lambda_{Л10} + \lambda_{AB14} + \lambda_{К4} = \lambda_T + 4 \cdot \lambda_{AB} + \lambda_{ПРс} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_K. \quad (2.13)$$

5. Для девятого присоединения

$$\lambda_9 = \lambda_{T2} + \lambda_{AB2} + \lambda_{Л2} + \lambda_{AB5} + \lambda_{AB6} + \lambda_{ПРс} + \lambda_{Л11} + \lambda_{AB15} + \lambda_{К5} = \lambda_T + 4 \cdot \lambda_{AB} + \lambda_{ПРс} + 2 \cdot \lambda_L + \lambda_K. \quad (2.14)$$

Результаты расчетов параметров надежности схем относительно каждого присоединения ШРс и ПРс приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчетов параметров схем относительно каждого присоединения ШРс и ПРс

№ присоединения	Присоединение относительно	λ , откл/год		Год					
				1	2	3	4	5	6
1, 2	ШРс	0,354	P _{1,2} (t)	0,702	0,493	0,346	0,243	0,170	0,120
			Q _{1,2} (t)	0,298	0,507	0,654	0,757	0,830	0,880
3, 4		0,357	P _{3,4} (t)	0,700	0,490	0,343	0,240	0,168	0,117
			Q _{3,4} (t)	0,300	0,510	0,657	0,760	0,832	0,883
5, 6	ПРс	0,367	P _{5,6} (t)	0,693	0,480	0,333	0,230	0,160	0,111
			Q _{5,6} (t)	0,307	0,520	0,667	0,770	0,840	0,889
7, 8, 9		0,37	P _{7,8,9} (t)	0,691	0,477	0,330	0,228	0,157	0,109
			Q _{7,8,9} (t)	0,309	0,523	0,670	0,772	0,843	0,891

На рисунке 2.7 показаны графические зависимости изменения функций $P(t)$ и $Q(t)$ относительно каждого присоединения ШРС и ПРС, где

- $P_{1,2}(t)$ и $Q_{1,2}(t)$ – $P(t)$ и $Q(t)$ для 1 и 2 присоединения относительно ШРС;
- $P_{3,4}(t)$ и $Q_{3,4}(t)$ – $P(t)$ и $Q(t)$ для 3 и 4 присоединения относительно ШРС;
- $P_{5,6}(t)$ и $Q_{5,6}(t)$ – $P(t)$ и $Q(t)$ для 5 и 6 присоединения относительно ПРС;
- $P_{7,8,9}(t)$ и $Q_{7,8,9}(t)$ – $P(t)$ и $Q(t)$ для 7, 8 и 9 присоединения относительно ПРС.

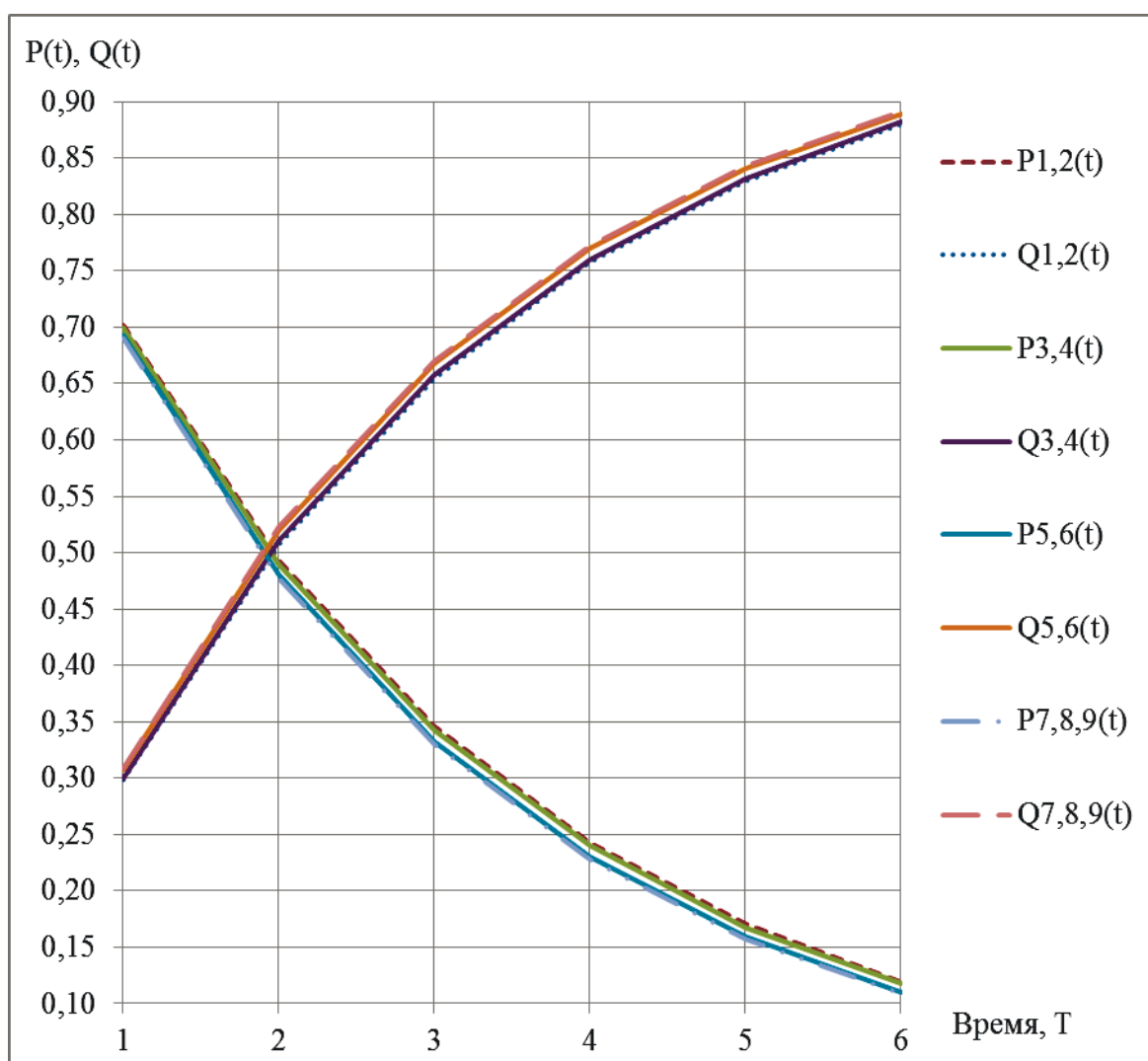


Рисунок 2.7 – Графические зависимости изменения функций $P(t)$ и $Q(t)$ относительно каждого присоединения ШРС и ПРС

Данный метод рекомендуется для оценки параметров надежности схемы относительно каждого присоединения.

2.3 Оценка параметров надежности логико-вероятностным методом (дерево отказов)

Для расчетной схемы (рисунок 2.1) определим частоту отключений первой и второй секций шин, построив дерево отказов относительно ШРС и ПРС и относительного каждого присоединения по отдельности (на примере первого и пятого присоединений) [23].

Для оценки параметров надежности схемы (рисунок 2.1) построим дерево отказов (рисунки 2.8-2.11) и определим значение функции отказа.

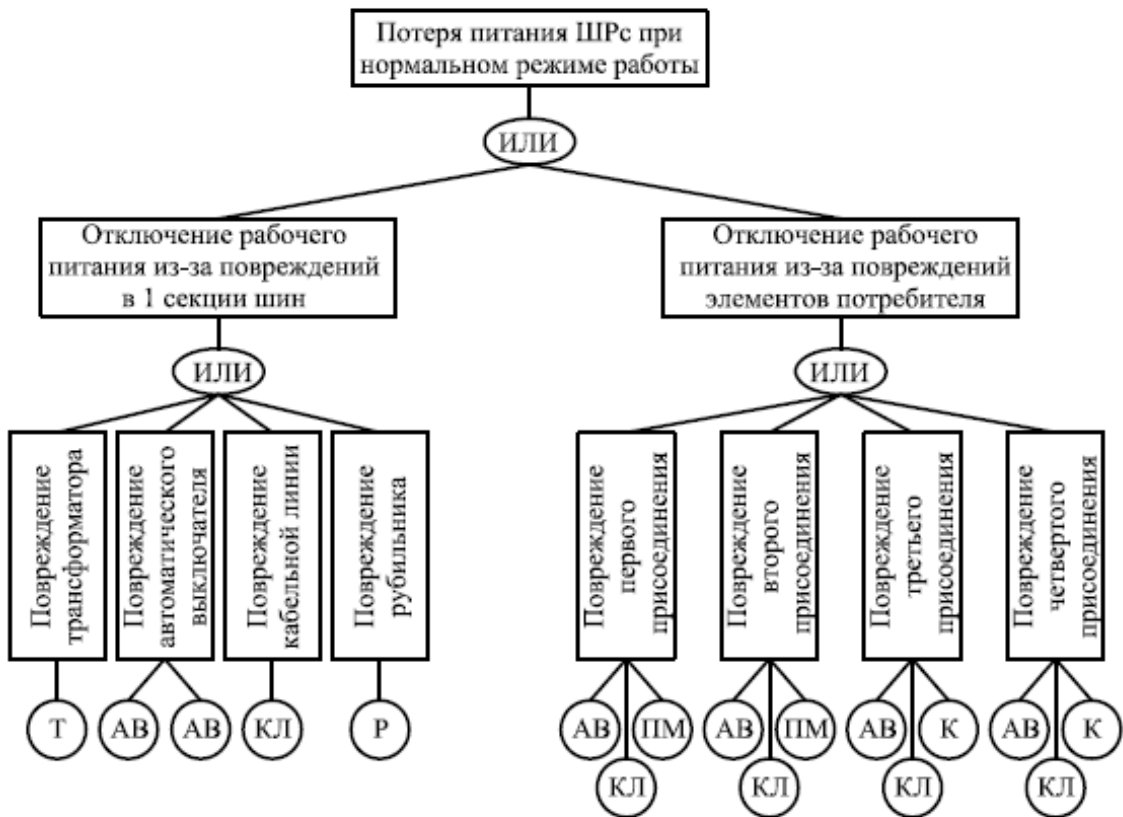


Рисунок 2.8 – Дерево отказов для оценки частоты потери питания ШРС

Функция отказа при потере питания ШРс (рисунок 2.8)

$$X(\text{ШРс}) = [T + АВ + АВ + КЛ + P] + [(АВ + КЛ + ПМ) + (АВ + КЛ + ПМ) + (АВ + КЛ + К) + (АВ + КЛ + К)] = T + 2 \cdot АВ + КЛ + P + 2 \cdot (АВ + КЛ + ПМ) + 2 \cdot (АВ + КЛ + К) = T + 6 \cdot АВ + 5 \cdot КЛ + P + 2 \cdot ПМ + 2 \cdot К. \quad (2.15)$$

$$X(\text{ШРс}) = 0,015 + 6 \cdot 0,051 + 5 \cdot 0,026 + 0,038 + 2 \cdot 0,095 + 2 \cdot 0,098 = 0,973.$$

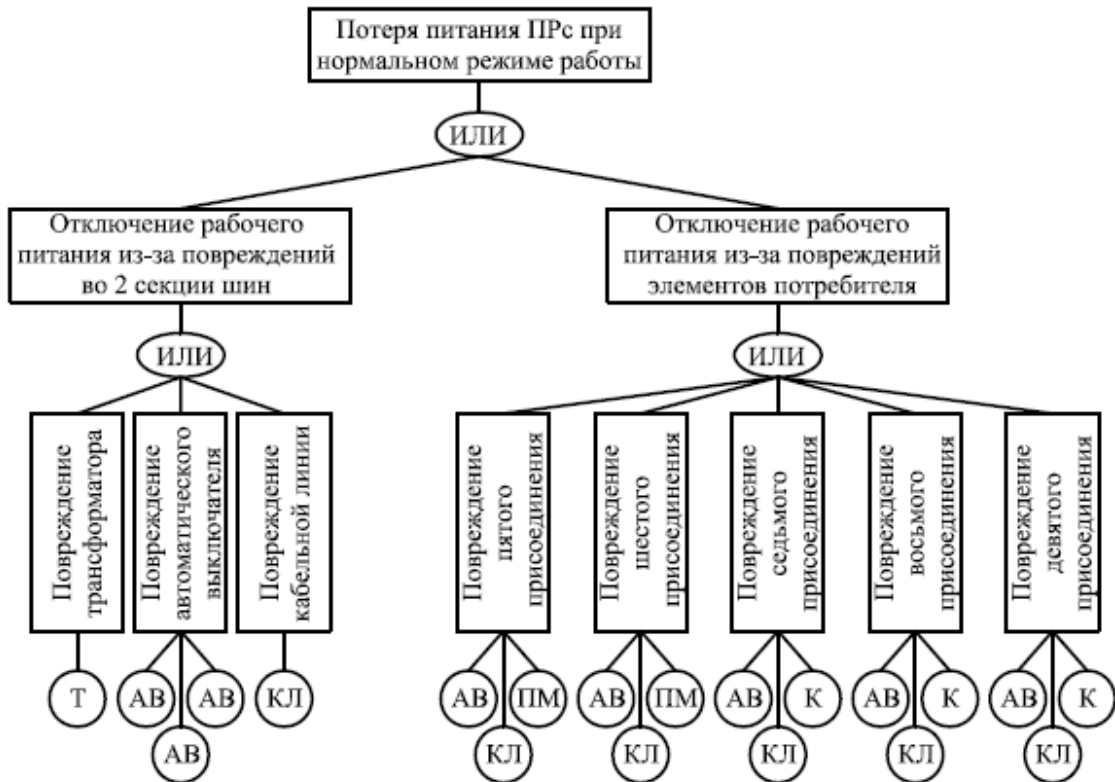


Рисунок 2.9 – Дерево отказов для оценки частоты потери питания ПРс

Функция отказа при потере питания ПРс (рисунок 2.9)

$$X(\text{ПРс}) = [T + АВ + АВ + АВ + КЛ] + [(АВ + КЛ + ПМ) + (АВ + КЛ + ПМ) + (АВ + КЛ + К) + (АВ + КЛ + К) + (АВ + КЛ + К)] = T + 3 \cdot АВ + КЛ + 2 \cdot (АВ + КЛ + ПМ) + 3 \cdot (АВ + КЛ + К) = T + 8 \cdot АВ + 6 \cdot КЛ + 2 \cdot ПМ + 3 \cdot К. \quad (2.16)$$

$$X(\text{ПРс}) = 0,015 + 8 \cdot 0,051 + 6 \cdot 0,026 + 2 \cdot 0,095 + 3 \cdot 0,098 = 1,063.$$

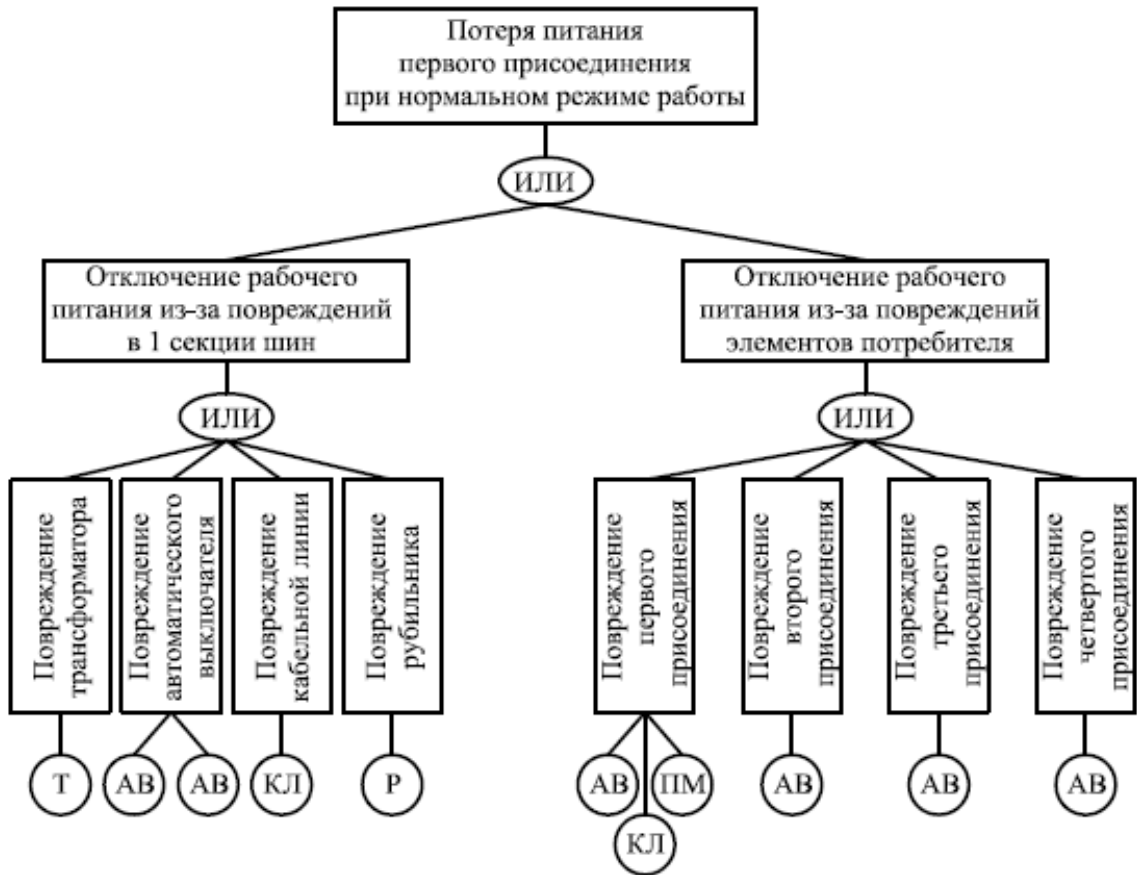


Рисунок 2.10 – Дерево отказов для оценки частоты потери питания первого присоединения ШРС

Функция отказа при потере питания первого присоединения ШРС (рисунок 2.10)

$$\begin{aligned}
 X(1) &= [T + AB + AB + KL + P] + [(AB + KL + PM) + AB + AB + AB] = \\
 &= T + 2 \cdot AB + KL + P + AB + KL + PM + 3 \cdot AB = \\
 &= T + 6 \cdot AB + 2 \cdot KL + P + PM.
 \end{aligned} \tag{2.17}$$

$$X(1) = 0,015 + 6 \cdot 0,051 + 2 \cdot 0,026 + 0,038 + 0,095 = 0,506.$$

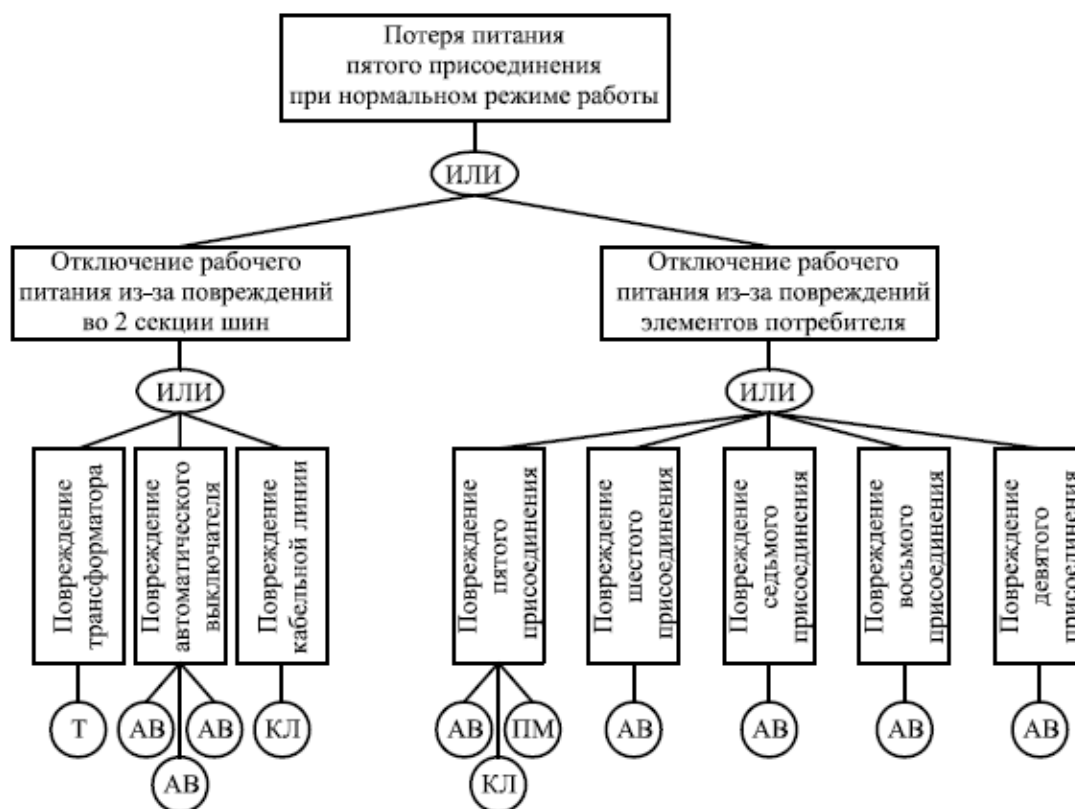


Рисунок 2.11 – Дерево отказов для оценки частоты потери питания пятого присоединения ПРС

Функция отказа при потере питания пятого присоединения распределительного пункта ПРС (рисунок 2.11)

$$\begin{aligned}
 X(5) &= [T + АВ + АВ + АВ + КЛ] + [(АВ + КЛ + ПМ) + АВ + АВ + АВ + АВ] \\
 &= T + 3 \cdot АВ + КЛ + АВ + КЛ + ПМ + 4 \cdot АВ = \\
 &= T + 8 \cdot АВ + 2 \cdot КЛ + ПМ.
 \end{aligned} \tag{2.18}$$

$$X(5) = 0,015 + 8 \cdot 0,051 + 2 \cdot 0,026 + 0,095 = 0,57.$$

Оценим погрешность полученных результатов

$$\delta = \left(\frac{X_{\text{расч}} - X_{\text{эталон}}}{X_{\text{эталон}}} \right) \cdot 100\%, \tag{2.19}$$

где $X_{\text{расч}}$ – проверяемое значение;

$X_{\text{эталон}}$ – эталонное значение.

При использовании логико-вероятностного метода:

1) Погрешность расчета относительно ПРС составляет

$$\delta = \left(\frac{0,973 - 0,7538}{0,7538} \right) \cdot 100\% = 29,07\%.$$

2) Погрешность расчета относительно ПРс равна

$$\delta = \left(\frac{1,063 - 0,9171}{0,9171} \right) \cdot 100\% = 15,91\%.$$

Таким образом, логико-вероятностный метод является менее достоверным, так как при его использовании возможно получение завышенных значений λ и результатов расчетов погрешности (на 29 и 16 % относительно ШРс и ПРс соответственно).

2.4 Алгоритм расчета параметров надежности с помощью коэффициентов присоединений

Предлагаемый алгоритм расчета включает в себя определение параметров надежности схемы с помощью коэффициентов присоединений [26, 40] и заключается в упрощении поэлементного метода оценки параметров надежности [91-96].

Определим изменение $P(t)$ для ветви ПРс (рисунок 2.12) в зависимости от числа присоединений [26, 40].

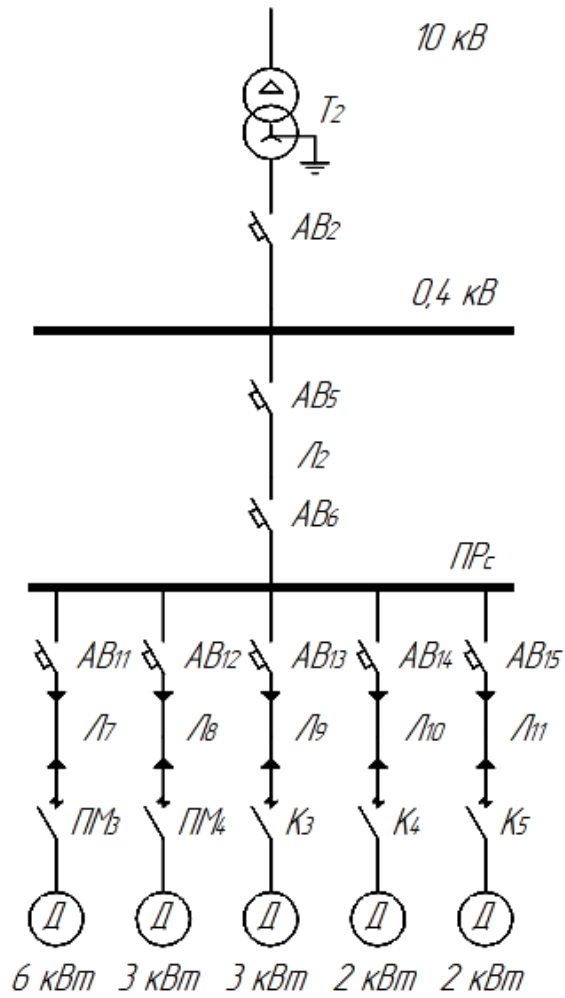


Рисунок 2.12 – Расчетная схема PPC

В таблице 2.5 представлены результаты оценки параметров надежности на примере схемы участка низковольтной сети (рисунок 2.1).

Таблица 2.5 – Расчетные данные

Элемент схемы	λ , 1/год	P(t)						
		P (t=1 год)	P (t=2 год)	P (t=3 год)	P (t=4 год)	P (t=5 год)	P (t=6 год)	P (t=7 год)
T ₂	0,015	0,985	0,970	0,956	0,942	0,928	0,914	0,900
AB ₂	0,051	0,950	0,903	0,858	0,815	0,775	0,736	0,700
Л ₂	0,026	0,974	0,949	0,925	0,901	0,878	0,856	0,834
AB ₅	0,051	0,950	0,903	0,858	0,815	0,775	0,736	0,700
AB ₆	0,051	0,950	0,903	0,858	0,815	0,775	0,736	0,700
ПРс	0,001	0,999	0,998	0,997	0,996	0,995	0,994	0,993
Л ₇	0,026	0,974	0,949	0,925	0,901	0,878	0,856	0,834
AB ₁₁	0,051	0,950	0,903	0,858	0,815	0,775	0,736	0,700
ПМ ₃	0,095	0,909	0,827	0,752	0,684	0,622	0,566	0,514
Л ₈	0,026	0,974	0,949	0,925	0,901	0,878	0,856	0,834
AB ₁₂	0,051	0,950	0,903	0,858	0,815	0,775	0,736	0,700
ПМ ₄	0,095	0,909	0,827	0,752	0,684	0,622	0,566	0,514
Л ₉	0,026	0,974	0,949	0,925	0,901	0,878	0,856	0,834
AB ₁₃	0,051	0,950	0,903	0,858	0,815	0,775	0,736	0,700
К ₃	0,098	0,907	0,822	0,745	0,676	0,613	0,555	0,504
Л ₁₀	0,026	0,974	0,949	0,925	0,901	0,878	0,856	0,834
AB ₁₄	0,051	0,950	0,903	0,858	0,815	0,775	0,736	0,700
К ₄	0,098	0,907	0,822	0,745	0,676	0,613	0,555	0,504
Л ₁₁	0,026	0,974	0,949	0,925	0,901	0,878	0,856	0,834
AB ₁₅	0,051	0,950	0,903	0,858	0,815	0,775	0,736	0,700
К ₅	0,098	0,907	0,822	0,745	0,676	0,613	0,555	0,504

Рассчитаем P(t) за первый год эксплуатации для трансформатора T₂, используя экспоненциальный закон, в период нормальной эксплуатации оборудования, когда оборудование прошло этап приработки, а λ является величиной постоянной [5, 6]

$$P_{T_2} = e^{-\lambda \cdot t} = e^{-0,015 \cdot 1} = 0,985,$$

где λ – интенсивность отказов, 1/год;

t – время, год.

Аналогично вычисляется интенсивность отказов трансформатора T₂ для t=2...7 лет.

Оценим вероятность оперативных включений-отключений схемы (для рисунка 2.12), когда в случае отказа электрооборудования в присоединении

(рисунок 2.13) производится отключение всего ПРС на время восстановительного ремонта электротехническим персоналом.

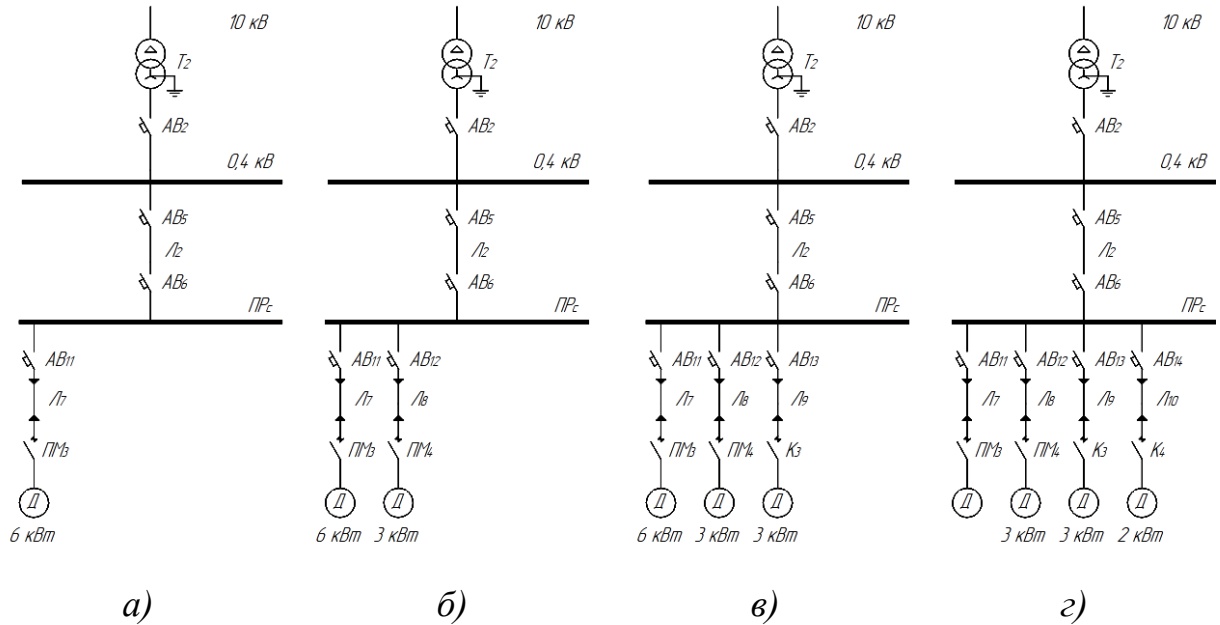


Рисунок 2.13 – Расчетная схема ПРС с а) одним, б) двумя, в) тремя, г) четырьмя присоединениями

На рисунке 2.13 а) представлена схема с одним подключенным присоединением. Для первого года эксплуатации вероятность времени безотказной работы $P(t)$

$$P_{\text{ПРС}}(t = 1 \text{ год}) = P_{T_2} \cdot P_{\text{АВ}2} \cdot P_{\text{АВ}5} \cdot P_{L_2} \cdot P_{\text{АВ}6} \cdot P_{\text{ПРС}} \cdot P_{\text{АВ}11} \cdot P_{L_7} \cdot P_{\text{ПМ}3} = P_T \cdot P_{\text{АВ}}^4 \cdot P_L^2 \cdot P_{\text{ПРС}} \cdot P_{\text{ПМ}} \quad (2.20)$$

$$P_{\text{ПРС}}(t = 1 \text{ год}) = 0,985 \cdot 0,950^4 \cdot 0,974^2 \cdot 0,999 \cdot 0,909 = 0,691.$$

Аналогично рассчитываются вероятности безотказной работы $P_{\text{ПРС}}(t=2...7 \text{ годам})$.

Далее рассчитаем $P_{\text{ПРС}}(t)$ 1 и 2 (рисунок 2.13 б); 1, 2 и 3 (рисунок 2.13 в); 1, 2, 3 и 4 (рисунок 2.13 г) и 1-5 присоединений (рисунок 2.12). Результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Значения $R_{ПРС}(t)$ присоединений ПРС

Время наблюдения, год	$R_{ПРС1}(t)$ одного присоединения (рис. 2.14а)	$R_{ПРС2}(t)$ двух присоединений (рис. 2.14б)	$R_{ПРС3}(t)$ трех присоединений (рис. 2.14в)	$R_{ПРС4}(t)$ четырёх присоединений (рис. 2.14г)	$R_{ПРС5}(t)$ пяти присоединений (рис. 2.13)
1	0,693	0,583	0,490	0,411	0,345
2	0,480	0,340	0,240	0,169	0,119
3	0,333	0,198	0,117	0,069	0,041
4	0,230	0,116	0,057	0,029	0,014
5	0,160	0,068	0,028	0,012	0,005
6	0,111	0,039	0,014	0,005	0,002
7	0,077	0,023	0,007	0,002	0,001

На рисунке 2.14 приведены графические зависимости изменения $R_{ПРС}(t)$ от количества присоединений. Графики показывают, что $R_{ПРС}(t)$ резко снижается после 1 года эксплуатации схемы, поэтому требуется проведение регулярного ТО и возможный вывод электрооборудования в ремонт. Проведенные исследования показывают, что в режиме эксплуатации схемы необходим контроль ТО и своевременная замена электрооборудования до появления отказов.

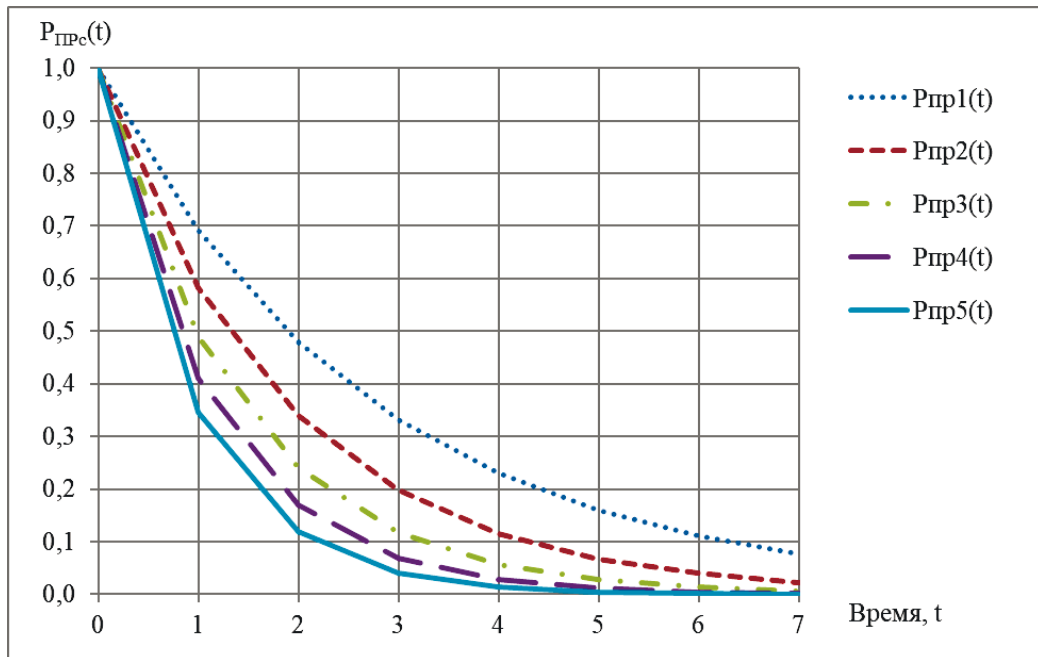


Рисунок 2.14 – Графические зависимости изменения $R_{ПРc}(t)$ от времени t при различном числе присоединений

На рисунке 2.14:

- 1 – $R_{ПРc1}(t)$ одного присоединения;
- 2 – $R_{ПРc2}(t)$ двух присоединений;
- 3 – $R_{ПРc3}(t)$ трех присоединений;
- 4 – $R_{ПРc4}(t)$ четырех присоединений;
- 5 – $R_{ПРc5}(t)$ пяти присоединений.

Так как линии низковольтной сети в типовых схемах, как правило, имеют одинаковый набор элементов электрооборудования, введем понятие показателя «коэффициент присоединения», который позволяет определить присвоенное значение $R_{ПРc2}(t)$, $R_{ПРc3}(t)$, $R_{ПРc4}(t)$ и $R_{ПРc5}(t)$, используя значение исходной переменной $R_{ПРc1}(t)$.

По полученным данным таблицы 2.6 определим коэффициенты присоединений $K_{ПР1}$, $K_{ПР2}$, $K_{ПР3}$ и $K_{ПР4}$.

Если в схеме имеются два присоединения нагрузки Д (рисунок 2.13б), тогда

$$R_{ПРc2}(t) = K_{ПР1} \cdot R_{ПРc1}(t), \quad (2.21)$$

где $P_{\text{ПРс1}}(t)$, $P_{\text{ПРс2}}(t)$ – вероятности безотказной работы одного и двух присоединений ПРс;

$K_{\text{ПР1}}$ – коэффициент вероятностей указанных присоединений.

Тогда за первый год эксплуатации схемы

$$K_{\text{ПР1}} = \frac{P_{\text{ПРс2}}(t)}{P_{\text{ПРс1}}(t)}. \quad (2.22)$$

$$K_{\text{ПР1}} = \frac{0,583}{0,693} = 0,84$$

В схеме с 3-мя, 4-мя и 5-ю присоединениями коэффициенты присоединения ($K_{\text{ПР2}}$, $K_{\text{ПР3}}$ и $K_{\text{ПР4}}$ соответственно) рассчитываются по отношению к первому присоединению

$$K_{\text{ПР2}} = \frac{P_{\text{ПРс3}}(t)}{P_{\text{ПРс1}}(t)}. \quad (2.23)$$

$$K_{\text{ПР3}} = \frac{P_{\text{ПРс4}}(t)}{P_{\text{ПРс1}}(t)}. \quad (2.24)$$

$$K_{\text{ПР4}} = \frac{P_{\text{ПРс5}}(t)}{P_{\text{ПРс1}}(t)}. \quad (2.25)$$

Полученные результаты вычислений $K_{\text{ПР1}}$, $K_{\text{ПР2}}$, $K_{\text{ПР3}}$ и $K_{\text{ПР4}}$ и смоделированное значение $K_{\text{ПР5}}$ при возможном шестом присоединении нагрузки Д представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты вычислений коэффициентов присоединений $K_{\text{ПР1}}$, $K_{\text{ПР2}}$, $K_{\text{ПР3}}$, $K_{\text{ПР4}}$ и смоделированного значения $K_{\text{ПР5}}$

Время наблюдения, t, год	$K_{\text{ПР1}}$	$K_{\text{ПР2}}$	$K_{\text{ПР3}}$	$K_{\text{ПР4}}$	$K_{\text{ПР5}}$
1	0,842	0,707	0,593	0,498	0,484
2	0,709	0,500	0,352	0,248	0,246
3	0,597	0,353	0,209	0,124	0,120
4	0,503	0,250	0,124	0,062	0,056
5	0,423	0,176	0,074	0,031	0,025
6	0,356	0,125	0,044	0,015	0,009
7	0,300	0,088	0,026	0,008	0,007

Построим графики изменения значений коэффициентов присоединений $K_{пр1}$, $K_{пр2}$, $K_{пр3}$ и $K_{пр4}$ и смоделированного значения $K_{пр5}$ во времени t (рисунок 2.15).

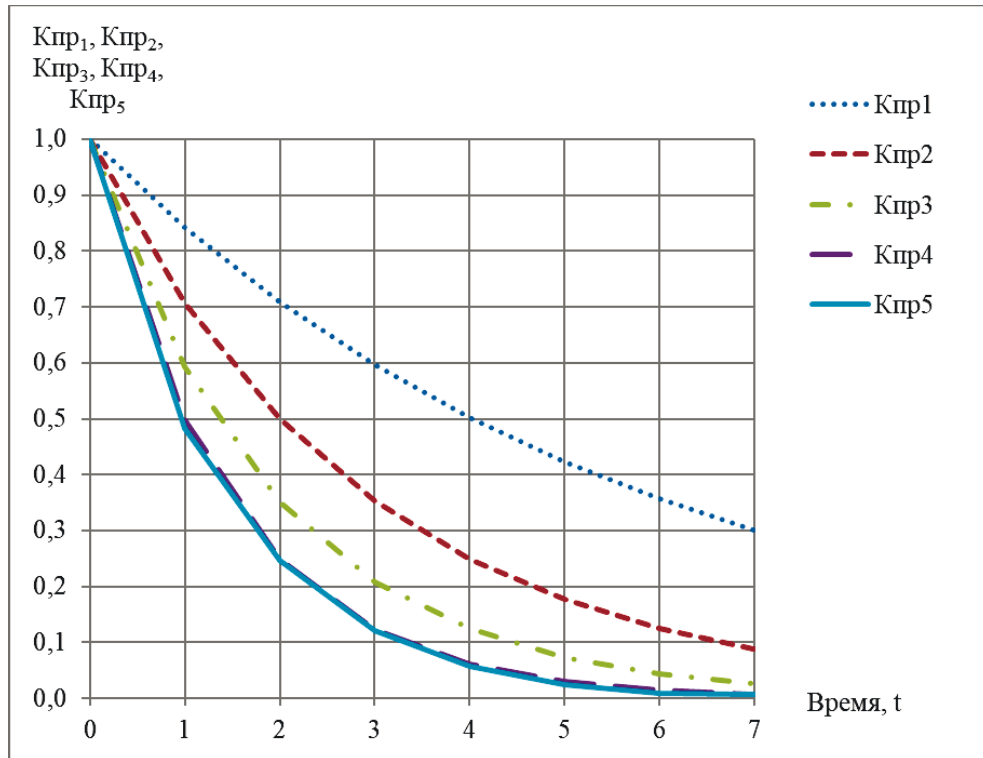


Рисунок 2.15 – Графические зависимости изменения значений коэффициентов присоединений $K_{пр1}$, $K_{пр2}$, $K_{пр3}$ и $K_{пр4}$ и смоделированного значения $K_{пр5}$ во времени t

Смоделированные зависимости (рисунок 2.15) позволяют определять $P(t)$ электротехнических устройств низкого напряжения, а также СЭС объектов. Предлагаемая методика может быть рекомендована для оценки ТО и прогнозирования параметров надежности функционирования СЭС объектов. Смоделированные значения коэффициентов присоединений $K_{пр}$ могут быть использованы в технико-экономических расчетах, а также при уточнении сроков обслуживания электрооборудования, проведения планово-предупредительных ремонтов и замены оборудования на новое.

Оценим погрешность полученных результатов по (2.19). Результаты вычислений погрешности представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты вычислений погрешности расчетов метода с помощью коэффициентов присоединений относительно поэлементного метода

Время наблюдения, t, год	$R_{\text{ПРс}}(t)$ (табл. 2.3)	$R_{\text{ПРс}}(t)$ (табл. 2.6)	$\delta, \%$	$R_{\text{ПРс5}}(t)$ (табл. 2.3)	$R_{\text{ПРс1}}(t)$ (табл. 2.6)	$\delta, \%$
1	0,400	0,345	-13,75%	0,693	0,693	0%
2	0,160	0,119	-25,63%	0,480	0,480	0%
3	0,064	0,041	-35,94%	0,333	0,333	0%
4	0,026	0,014	-46,15%	0,230	0,230	0%
5	0,010	0,005	-50%	0,160	0,160	0%
6	0,004	0,002	-50%	0,111	0,111	0%
7	-	0,001	-	-	0,077	-

Как показали исследования, погрешность разработанной методики определения $R(t)$ с помощью коэффициентов присоединений относительно поэлементного метода:

- относительно ПРс достигает -13,75% за 1 год наблюдения и -50% за 5 и 6 годы;
- относительно каждого присоединения погрешность составила 0%, что доказывает высокую точность разработанного метода и рекомендуется к использованию для оценки и прогнозирования показателей надежности для любого количества присоединений нагрузки к РУНН.

Таким образом, рекомендуется использовать методику определения $R(t)$ с помощью коэффициентов присоединений относительно каждого присоединения, а также относительно РУНН за первый год эксплуатации.

2.5 Метод оценки параметров надежности по уровням электроснабжения

На рисунке 2.16 представлены причины и относительная величина отказов устройств защиты электродвигателей, КЛ, силовых трансформаторов, секций шин 0,4 кВ [35].

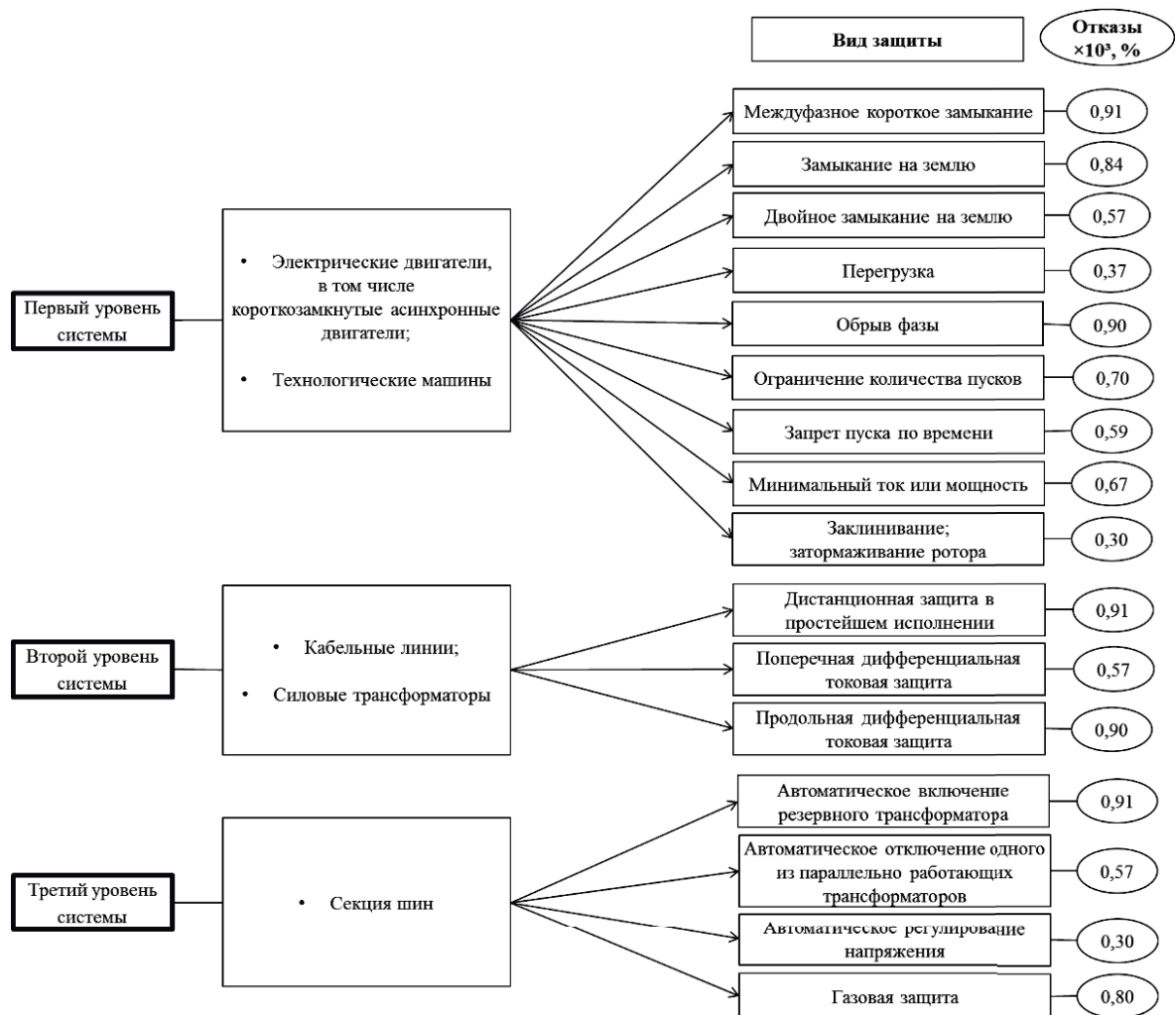


Рисунок 2.16 – Причины и относительная величина отказов устройств защиты электрооборудования

Данные рисунка 2.16 получены на основе анализа статистических данных отказов электрооборудования предприятий топливно-энергетического

комплекса, машиностроения и химической промышленности Республики Татарстан [97-101].

Для оценки безотказности СЭС следует учитывать параметры элементов электрооборудования и систем автоматики и релейной защиты (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – Частота отказов отдельных элементов СЭС объектов

Уровень системы	Электрооборудование, аппараты	Частота отказов $\times 10^{-3}$, $f(t)$, откл/год	Вероятность отказов $\times 10^{-3}$, $Q(t)$	$\lambda(t)$, откл/год
I	Короткозамкнутый асинхронный двигатель Д	1500	0,35	1,50
	Магнитный пускатель ПМ ₁ , ПМ ₂ , ПМ ₃ , ПМ ₄	1800	0,11	1,80
	Контактор К ₁ , К ₂ , К ₃ , К ₄ , К ₅	700	0,03	0,70
	Кабельная линия Л ₃ – Л ₁₁	200	0,03	0,20
	Автоматический выключатель АВ ₇ – АВ ₁₅	2100	0,23	2,10
II	Рубильник Р	2400	0,10	2,40
	Кабельная линия Л ₁ , Л ₂	200	0,03	0,20
	Автоматический выключатель АВ ₄ , АВ ₅ , АВ ₆	2100	0,23	2,10
III	Секция шин 0,4 кВ	2800	0,14	2,80
	Секционный выключатель АВ ₃	2600	0,09	2,60
	Автоматический выключатель АВ ₁ , АВ ₂	2100	0,23	2,10
	Силовой трансформатор Т ₁ , Т ₂ 10/0,4 кВ	2900	0,07	2,90

Как известно, допустимый уровень вероятности времени безотказной работы для низковольтных электрических аппаратов согласно ГОСТ 12434-83

(п. 2.5.4) составляет $P_{\text{доп}} = 0,85$, следовательно, допустимая вероятность отказа электрического аппарата не должна превышать $Q_{\text{доп}} = 0,15$ [102-105].

Определим интенсивность отказов элементов схемы

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)} = \frac{f(t)}{1-Q(t)}, \quad (2.26)$$

где $f(t)$ – частота отказов, откл/год;

$P(t)$ – вероятность безотказной работы;

$Q(t)$ – вероятность отказа.

Для асинхронного двигателя Д

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)} = \frac{f(t)}{1-Q(t)} = \frac{1500 \cdot 10^{-3}}{1 - 0,35 \cdot 10^{-3}} = 1,5$$

По данным таблицы 2.6 рассчитаем вероятность отказов для 1, 2 и 3 уровней схемы (рисунок 2.1).

Вероятность отказа участка схемы $Q(t)_{\text{сист}}$ определяется суммой вероятностей отказов каждого элемента [5, 6]

$$Q(t)_{\text{сист}} = q_1 + q_2 + q_3 + \dots + q_n, \quad (2.27)$$

где $Q(t)_{\text{сист}}$ – вероятность отказа системы;

q_1, q_2, q_3, q_n – вероятности отказов элементов, входящих в систему.

Для I уровня схемы на примере первой ветви

$$\begin{aligned} Q_I(t) &= q_D + q_{\text{ПМ1}} + q_{\text{Л3}} + q_{\text{АВ7}} = (0,35 + 0,11 + 0,03 + 0,23) \cdot 10^{-3} \\ &= 0,72 \cdot 10^{-3} \end{aligned}$$

Тогда для I уровня схемы на примере присоединений ШРс

$$\begin{aligned} Q_{\text{ШРс}}(t) &= [q_D + q_{\text{ПМ1}} + q_{\text{Л3}} + q_{\text{АВ7}}] + [q_D + q_{\text{ПМ2}} + q_{\text{Л4}} + q_{\text{АВ8}}] \\ &+ [q_D + q_{\text{К1}} + q_{\text{Л5}} + q_{\text{АВ9}}] + [q_D + q_{\text{К2}} + q_{\text{Л6}} + q_{\text{АВ10}}] \\ &= 2 \cdot [q_D + q_{\text{ПМ}} + q_{\text{Л}} + q_{\text{АВ}}] + 2 \cdot [q_D + q_{\text{К}} + q_{\text{Л}} + q_{\text{АВ}}] \\ &= 2 \cdot (0,35 + 0,11 + 0,03 + 0,23) \cdot 10^{-3} + 2 \\ &\cdot (0,35 + 0,03 + 0,03 + 0,23) \cdot 10^{-3} = 2 \cdot (0,72 + 0,64) \cdot 10^{-3} \\ &= 2 \cdot 1,36 \cdot 10^{-3} = 2,72 \cdot 10^{-3} \end{aligned}$$

Для II уровня схемы на примере присоединения ШРс

$$Q_{II}(t) = q_P + q_{\text{Л1}} + q_{\text{АВ4}} = (0,10 + 0,03 + 0,23) \cdot 10^{-3} = 0,36 \cdot 10^{-3}$$

Для III уровня схемы

$$Q_{III}(t) = q_{СШ\ 0,4\ кВ} + q_{AB3} + q_{AB1} + q_{Т1} = (0,14 + 0,09 + 0,23 + 0,07) \cdot 10^{-3} \\ = 0,53 \cdot 10^{-3}$$

Тогда вероятность отказа схемы на примере первой ветви

$$Q(t)_{сист1} = Q_I(t) + Q_{II}(t) + Q_{III}(t) = (0,72 + 0,36 + 0,53) \cdot 10^{-3} \\ = 1,61 \cdot 10^{-3}$$

Вероятность отказа схемы на примере присоединений ШРс

$$Q(t)_{систШРс} = Q_{IШРс}(t) + Q_{II}(t) + Q_{III}(t) = (2,72 + 0,36 + 0,53) \cdot 10^{-3} \\ = 3,61 \cdot 10^{-3}.$$

Данный метод применяется для точечной оценки надежности отдельных уровней схемы.

2.6 Метод оценки параметров надежности мостиковых схем

В электрической схеме с двумя источниками питания (рисунок 2.1) логическая схема надежности не может быть сведена к последовательно-параллельным соединениям из-за наличия секционного выключателя АВ₃.

Логическая схема надежности с учетом замкнутого секционного выключателя АВ₃ относительно первого потребителя Д для рисунка 2.1, представлена на рисунке 2.17.

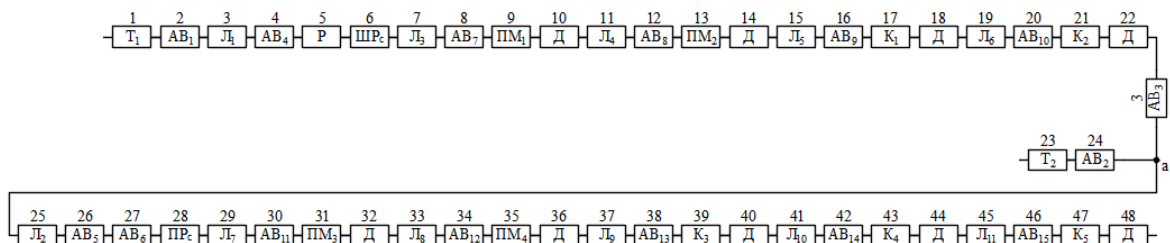


Рисунок 2.17 – Логическая схема надежности с учетом секционного выключателя АВ₃

После преобразований последовательных цепей получаем схему (рисунок 2.18), которая включает в себя «мостик» – элемент 3 – секционный выключатель АВ₃. Всего ветвей в этой схеме три, а узел – один (на рисунке 2.18 обозначен «а»).

Введем понятие «эквивалентного элемента» $\Theta_{\text{ЭКВ}}$, отн. ед., как сумму последовательных элементов схемы.

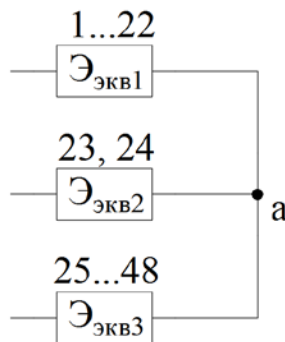


Рисунок 2.18 – Преобразованная схема надежности «мостик»

На рисунке 2.18:

$\Theta_{\text{ЭКВ1}}$ – эквивалентный элемент, включающий с 1 по 22 элементы схемы;

$\Theta_{\text{ЭКВ2}}$ – эквивалентный элемент, включающий 23 и 24 оборудование схемы;

$\Theta_{\text{ЭКВ3}}$ – эквивалентный элемент, заменяющий 25-48 элементы схемы.

$$\begin{aligned}
 Q_{\Theta_{\text{ЭКВ1}}} &= q_{T1} + q_{AB1} + q_{L1} + q_{AB4} + q_P + q_{ШРс} + q_{L3} + q_{AB7} + q_{ПМ1} + q_D + q_{L4} \\
 &\quad + q_{AB8} + q_{ПМ2} + q_D + q_{L5} + q_{AB9} + q_{K1} + q_D + q_{L6} + q_{AB10} + q_{K2} \\
 &\quad + q_D + q_{AB3} = \\
 &= q_T + 6 \cdot q_{AB} + 5 \cdot q_L + q_P + q_{ШРс} + 2 \cdot q_{ПМ} + 2 \cdot q_K + 4 \cdot q_D + q_{AB3} = \\
 &= (0,07 + 6 \cdot 0,23 + 5 \cdot 0,03 + 0,10 + 0,14 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,03 + 4 \cdot 0,35 \\
 &\quad + 0,09) \cdot 10^{-3} = 3,61 \cdot 10^{-3} \\
 Q_{\Theta_{\text{ЭКВ2}}} &= q_{T2} + q_{AB2} = (0,07 + 0,23) \cdot 10^{-3} = 0,3 \cdot 10^{-3}
 \end{aligned}$$

$$Q_{\Theta_{\text{ЭКВ3}}} = 3,99 \cdot 10^{-3}$$

Определение параметров надежности для такой схемы (рисунок 2.18) возможно при использовании метода перебора возможных состояний схемы. Если сложная схема состоит из m ветвей и n узлов, то она может иметь 2^m состояний, если не учитывать преднамеренные отключения и отказы узлов, и до 3^m состояний, если учитывать преднамеренные отключения элементов.

Все возможные состояния (без учета преднамеренных отключений) можно получить разложением выражения

$$\prod_{i=1}^{i=m} (p_i + q_i). \quad (2.28)$$

Получаем

$$(p_{\text{ЭКВ1}} + q_{\text{ЭКВ1}})(p_{\text{ЭКВ2}} + q_{\text{ЭКВ2}})(p_{\text{ЭКВ3}} + q_{\text{ЭКВ3}}). \quad (2.29)$$

Вероятность отказа системы наиболее значимо характеризуется состояниями с отказами двух элементов одновременно: «ЭКВ1» и «ЭКВ2». В этом случае вероятность отказа системы относительно узла «а»

$$q_{\text{СИСТ}} = p_{\text{ЭКВ1}} \cdot p_{\text{ЭКВ2}} \cdot q_{\text{ЭКВ3}} + q_{\text{ЭКВ1}} \cdot q_{\text{ЭКВ2}} \cdot p_{\text{ЭКВ3}}. \quad (2.30)$$

$$q_{\text{СИСТ}} = (1 - 3,61 \cdot 10^{-3}) \cdot (1 - 0,3 \cdot 10^{-3}) \cdot 3,99 \cdot 10^{-3} + 3,61 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3 \cdot 10^{-3} \cdot (1 - 3,99 \cdot 10^{-3}) = 3,98 \cdot 10^{-3}.$$

Вероятность отказа мостиковой схемы составляет $q_{\text{СИСТ}} = 3,98 \cdot 10^{-3}$. Мостиковые схемы применяются для питания ответственных потребителей I категории (системы технологического оборудования с непрерывным циклом работы, медицинские учреждения с жизнеобеспечивающей аппаратурой, центры обработки данных и телекоммуникационные узлы и др.), а также в сложных конфигурациях сетей.

2.7 Выводы по главе

1. Предложена классификация основных методов оценки параметров надежности СЭС объектов и разработаны рекомендации по условиям применения каждого метода.

2. Метод расчета относительно ШРс и ПРс рекомендуется для уточнения периодичности и сроков проведения ТО и ремонтов электрооборудования. Метод расчета относительно присоединений ШРс и ПРс возможно применять для анализа надежности участков схемы сети. Результаты расчетов параметров надежности схемы при использовании логико-вероятностного метода (дерево отказов) могут применяться для оценки частоты потери питания как ШРс и ПРс, так и каждого присоединения в отдельности.

3. Установлено, что исследуемые методы оценки параметров надежности СЭС объектов имеют различные погрешности. Результаты расчетов параметров надежности схемы относительно ПРс и ШРс показывают, что при использовании логико-вероятностного метода (дерево отказов) численные оценки λ оказываются завышенными, что объясняется использованием усредненных показателей $\lambda_{кл}$.

4. Смоделированные зависимости изменения значений коэффициентов присоединений позволяют определять $P(t)$ электротехнических устройств низкого напряжения, а также участков схем электроснабжения объектов. Смоделированные значения коэффициентов присоединений $K_{пр}$ могут быть использованы в технико-экономических расчетах, а также при уточнении сроков обслуживания электрооборудования, проведения планово-предупредительных ремонтов и замены оборудования на новое.

5. Определены вероятности отказа участка СЭС I, II и III уровней относительно первого присоединения схемы ШРс: $Q_I(t)=0,72 \cdot 10^{-3}$, $Q_{II}(t)=0,36 \cdot 10^{-3}$ и $Q_{III}(t)=0,53 \cdot 10^{-3}$, для трех уровней схемы относительно

первого присоединения $Q(t)_{\text{сист.1}}=1,61 \cdot 10^{-3}$, и для всех присоединений схемы ШРс: $Q(t)_{\text{сист.ШРс}}=3,61 \cdot 10^{-3}$. Полученные результаты расчетов показывают высокий уровень надежности установленного в схеме электрооборудования.

6. Определена вероятность отказа мостиковой схемы и составляет $q_{\text{сист}} = 3,98 \cdot 10^{-3}$. Мостиковые схемы применяются для питания ответственных потребителей I категории (системы технологического оборудования с непрерывным циклом работы, медицинские учреждения с жизнеобеспечивающей аппаратурой, центры обработки данных и телекоммуникационные узлы и др.), а также в сложных конфигурациях сетей.

3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ СПОСОБОВ ИХ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ

3.1 Влияние компоновки оборудования схем электроснабжения на их параметры надежности

Как известно, качественное электроснабжение потребителей электроэнергией обеспечивается при безотказной работе электрооборудования, а также внедрением способов повышения надежности элементов систем электроснабжения. Надежность работы оборудования определяется его способностью сохранять заданные технические параметры в течение установленного времени эксплуатации. Поддержание требуемого уровня надежности достигается за счет соблюдения условий хранения, эксплуатации, профилактического обслуживания и ремонта, а также внедрения современных технологий мониторинга состояния оборудования. Важным аспектом является системный подход при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения, включающий анализ отказов электроустановок, оптимизацию режимов работы оборудования и своевременное проведение профилактических мероприятий для снижения вероятности отказов и повышения надежности системы электроснабжения.

Проведем оценку параметров надежности схем СЭС с трансформаторными подстанциями с различными вариантами резервирования – на СН и НН – в отношении потребителей распределительного устройства на низком напряжении (РУНН).

Расчетная полная мощность нагрузки, МВА, определяется

$$S_{\text{полн.нг}} = \frac{P_{\text{нг}}}{\cos\varphi_{\text{нг}}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{нг}}$ – активная мощность нагрузки, МВт;

$\cos\varphi_{\text{нг}}$ – коэффициент мощности.

Число распределительных трансформаторов (РТ) $N_{\text{РТ}}$

$$N_{РТ} = \frac{P_{нг}}{\cos\varphi_{нг} \cdot K_{зг.тр} \cdot S_{ТРНОМ}} = \frac{S_{полн.нг}}{K_{зг.тр} \cdot S_{ТРНОМ}}, \quad (3.2)$$

где $K_{зг.тр}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{ТРНОМ}$ – единичная номинальная мощность трансформатора, МВА.

Рациональное значение номинальной мощности трансформаторов $S_{ТРНОМ}$ – это величина номинальной мощности РТ, при которой схема СЭС достигает наилучших показателей надежности (минимального значения ω и максимального $T_{нар.отк}$) при заданных режимах эксплуатации оборудования.

Расчетное число линий СН, присоединенных к одной секции шин источника питания ИП-СН

$$N_{л.СН} = \frac{N_{РТ}}{n_{сш} \cdot N_{РТприс}} = \frac{S_{полн.нг}}{K_{зг.тр} \cdot S_{ТРНОМ} \cdot n_{сш} \cdot N_{РТприс}}, \quad (3.3)$$

где $n_{сш}$ – число секций шин ИП-СН;

$N_{РТ.прис}$ – число РТ, присоединенных к линии СН, принимаем $N_{РТ} = 1 \dots 5$.

Расчетное число присоединений на 1 секции ИП-СН

$$N_{прис.СН} = N_{ост} + N_{л.СН} = N_{ост} + \frac{S_{полн.нг}}{K_{зг.тр} \cdot S_{ТРНОМ} \cdot n_{сш} \cdot N_{РТприс}}, \quad (3.4)$$

где $N_{ост}$ – остальные присоединения (трансформаторов, комплектных конденсаторных установок (ККУ) и прочего), принимаем $N_{ост} = 1 \dots 3$.

Расчетное число линий НН

$$N_{л.НН} = \frac{P_{нг}}{\cos\varphi_{нг} \cdot S_{ср.нг}}, \quad (3.5)$$

где $S_{ср.нг}$ – средняя мощность нагрузки по всем линиям НН.

Расчетное число присоединений на 1 секции РТ-НН

$$N_{прис.НН} = N_{ост} + N_{л.НН} = N_{ост} + \frac{P_{нг}}{\cos\varphi_{нг} \cdot S_{ср.нг}}. \quad (3.6)$$

В число комплектов аппаратов на СН ($N_{компл}$) может входить:

- 1) коммутационные аппараты: рубильники, выключатели, разъединители и т. д.;
- 2) сборные и соединительные шины (токоведущие шины);
- 3) устройства защиты и автоматики (предохранители, реле, автоматы защиты);

- 4) измерительные приборы (амперметры, вольтметры и другие приборы для контроля параметров сети);
- 5) а также вспомогательные устройства (заземляющие ножи, клеммы, кабельные вводы и др. аппаратура).

$N_{\text{компл}}$ равно числу РТ, присоединенных к линии СН: $N_{\text{компл}} = N_{\text{РТ}} = 1 \dots 5$.

Число разъединителей на вводах СН ($N_{\text{разъедин}}$) при петлевой схеме с резервированием линии: $N_{\text{разъедин}} = 2 \cdot N_{\text{РТ}}$. В петлевой схеме участки линий, связывающие между собой различных потребителей, образуют замкнутый контур (петлю). В нормальных режимах петлевая схема всегда работает в разомкнутом состоянии.

Далее рассчитываются средние длины кабельных линий (КЛ) СН и НН, а также средние длины резервных линий СН и НН (при петлевой схеме электроснабжения).

Средняя длина участков КЛ СН (от ИП до РТ), км рассчитывается, как

$$L_{\text{учКЛ.СН}} = \gamma_{\text{ИП}} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{пр/пр}}}{N_{\text{РТ}}}}, \quad (3.7)$$

где $\gamma_{\text{ИП}}$ – коэффициент, учитывающий расположение ИП и РТ, принимаем $\gamma_{\text{ИП}} = 1$;

$S_{\text{пр/пр}}$ – общая площадь производственного предприятия, км².

Средняя длина рабочих КЛ СН, км, принимается равной средней длине участков КЛ СН (от ИП до РТ)

$$L_{\text{рабКЛ.СН}} = L_{\text{учКЛ.СН}}. \quad (3.8)$$

Средняя длина резервной КЛ СН, км, (при петлевой схеме электроснабжения)

$$L_{\text{резервКЛ.СН}} = \gamma_{\text{ИП}} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{пр/пр}}}{1+N_{\text{РТ}}}}. \quad (3.9)$$

Средняя длина радиальных питающих КЛ НН (от РТ до секций шин РУНН), км

$$L_{\text{КЛ.НН}} = \gamma_{\text{РТ}} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{пр/пр}}}{N_{\text{РТ}}}}, \quad (3.10)$$

где $\gamma_{РТ}$ – коэффициент, учитывающий расположение РТ до секций шин РУНН, принимаем $\gamma_{РТ} = 1$.

Средняя длина резервной КЛ НН, км

$$L_{\text{резервКЛ.НН}} = \gamma_{РТ} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{пр/пр}}}{1+N_{РТ}}}. \quad (3.11)$$

Суммарный параметр потока отказов КЛ, $\Sigma\omega_{\text{кл}}$, откл/год

$$\begin{aligned} \sum \omega_{\text{кл}} &= \omega_{\text{кл.СН}} + \omega_{\text{кл.НН}} = \sum \omega_{\text{прис.СН}} \cdot L_{\text{кл.СН}} + \sum \omega_{\text{прис.НН}} \cdot L_{\text{кл.НН}} = \\ &= \sum \omega_{\text{прис.СН}} \cdot (L_{\text{учкл.СН}} + L_{\text{рабкл.СН}} + L_{\text{резервСН}}) + \sum \omega_{\text{прис.НН}} \cdot L_{\text{кл.НН}} \end{aligned} \quad (3.12)$$

где $\Sigma\omega_{\text{прис.СН}}$ и $\Sigma\omega_{\text{прис.НН}}$ – суммарный параметр потока отказов присоединений КЛ СН и НН соответственно, откл/год.

Значение параметра потока отказов схемы $\omega_{\text{схемы}}(t)$, откл/год

$$\omega_{\text{схемы}}(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{Q(t, t+\Delta t)}{\Delta t}, \quad (3.13)$$

определяется вероятностью появления отказа схемы $Q(t, \Delta t)$ в интервале времени $t, \Delta t$.

Время наработки на отказ схемы $T_{\text{нар.отк}}$, год

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{схемы}}}. \quad (3.14)$$

На рисунке 3.1 показан участок петлевой схемы электроснабжения [27, 29]. Петлевая схема в СЭС имеет конфигурацию, в которой элементы распределительной сети соединены по замкнутому контуру, образуя одну или несколько контурных цепей. Такая топология обеспечивает наличие альтернативных путей передачи э/э между источниками питания и потребителями, что способствует повышению надежности и устойчивости системы за счет возможности перенаправления токов при аварийных ситуациях, повреждениях или отключениях отдельных участков сети [29]. Использование петлевых схем позволяет поддерживать режимы автоматического переключения и резервирования, а также оптимизировать эксплуатационные параметры СЭС.

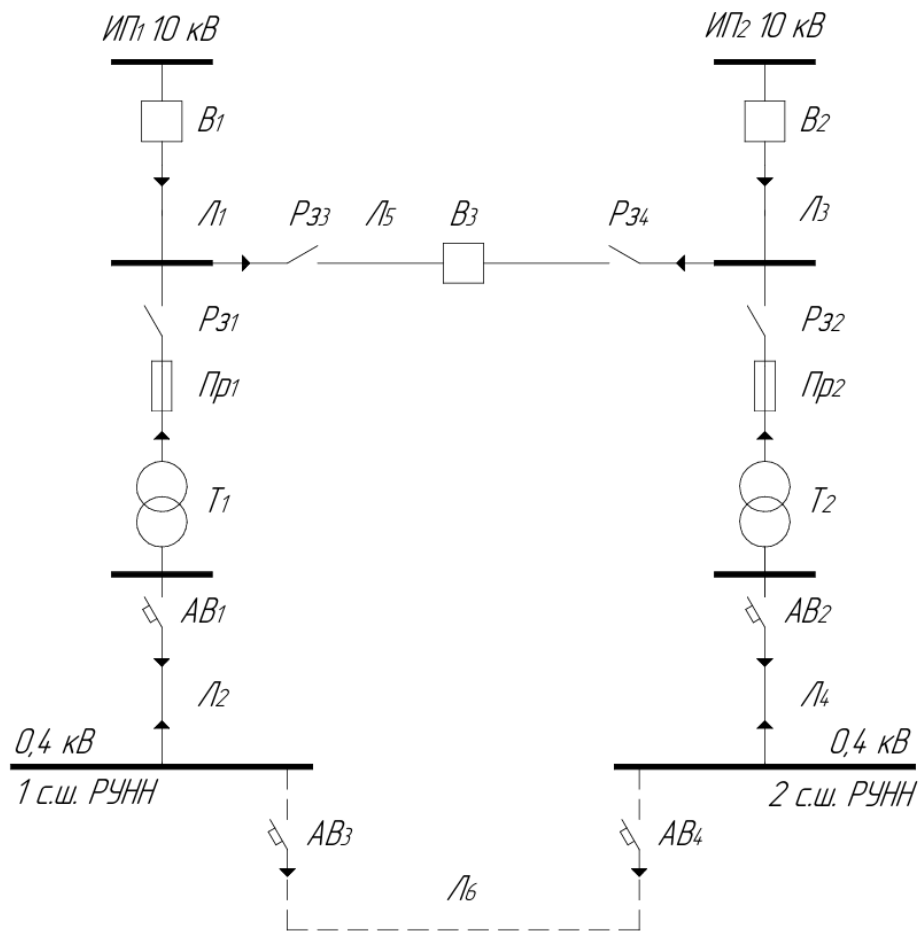


Рисунок 3.1 – Схема участка СЭС с двумя однотрансформаторными подстанциями с двойным резервированием – на СН (Л5) и НН (Л6)

Исследуем параметры надежности электрических схем с различными способами резервирования:

1. Схема без резервирования;
2. Схема с резервной перемычкой НН (с установкой автоматических выключателей АВ₃ и АВ₄);
3. Схема с резервной перемычкой СН (установка разъединителей РЗ₁ и РЗ₂ и выключателя В₃), без резервирования на НН;
4. Схема с двойным резервированием: резервными перемычками СН и НН (предусматривающим установку разъединителей РЗ₁ и РЗ₂, выключателя В₃ на СН и автоматических выключателей АВ₃ и АВ₄ на НН).

В таблице 3.1 представлены технические характеристики исследуемого оборудования – значения ω элементов схемы, а также расчетное $T_{\text{нар. отк}}$, полученные на основе анализа каталогов продукции компаний, специализирующихся на производстве электротехнического высоковольтного и низковольтного оборудования: ГК «РузКабель» (кабельно-проводниковая продукция), ООО «ЭЛТЕХКОМ» (высоковольтное оборудование), ЗАО «КЭАЗ» (электротехническая продукция) и ООО «Техэкспо», а также кабельно-проводниковой продукции компании «ЭКСПЕРТ-КАБЕЛЬ».

Таблица 3.1 – Исходные технические данные исследуемого оборудования

Элементы схемы, их обозначение	Марка, производитель	ω , откл/год	$T_{\text{нар.отк}}$, год
Вакуумные выключатели: В₁, В₂, В₃	OptiMat ВВ 10 кВ; АО «Курский электроаппаратный завод» (КЭАЗ), г. Курск	0,15	6,67
Кабельные линии 10 кВ: Л₁, Л₃	ААШв-10кВ, сечение $S = 70 \text{ мм}^2$, длина 20 м, ГК «РузКабель», г. Подольск	0,02	50
Резервная перемычка на 10 кВ: Л₅	ААШв-10кВ, сечение $S = 70 \text{ мм}^2$, длина 20 м, ГК «РузКабель»	0,02	50
Разъединители: Р₃₁, Р₃₂, Р₃₃, Р₃₄	РЛНД1-10-УХЛ1, «КЭАЗ»	0,38	2,63
Предохранители: Пр₁, Пр₂	ПКТ-101-У1, «КЭАЗ»	0,5	2
Силовые трансформаторы: Т₁, Т₂	ТМ-1600/10/0,4, ООО «ЭЛТЕХКОМ», г. Нижний Новгород	0,015	66,67
Автоматические выключатели: АВ₁, АВ₂	ВА51-39, «КЭАЗ»	0,51	1,96
Кабельные линии 0,4 кВ: Л₂, Л₄	АВВГ-0,4 кВ, сечение $S = 16 \text{ мм}^2$, длина 5 м, «ЭКСПЕРТ-КАБЕЛЬ», г. Орел, Москва, Екатеринбург	0,13	7,69
Резервная перемычка на 0,4 кВ: Л₆	АВВГ-0,4 кВ, сечение $S = 4 \text{ мм}^2$, длина 2 м, «ЭКСПЕРТ-КАБЕЛЬ»	0,052	19,23
АВ₃, АВ₄	ВА51-35, «КЭАЗ»	0,51	1,96
Шкаф РУНН 0,4 кВ	КТП-1600 кВА, ООО «Техэкспо», г. Казань	0,01	100

Полученные данные (таблица 3.1) позволяют оценить параметры надежности исследуемых схем [29], выявить «слабые звенья» и разработать мероприятия по повышению эксплуатационной надежности и устойчивости СЭС.

3.1.1 Логическая схема надежности для однотрансформаторной подстанции без резервирования

На рисунке 3.2 показана структурная схема надежности участка сети с установленной однотрансформаторной подстанцией от ИП₁ до 1 секции шин (с.ш.) РУНН, включающего следующие элементы: В₁, Л₁, Рз₁, Пр₁, Т₁, АВ₁ и Л₂ (по рисунку 3.1) без резервирования. При такой конфигурации отказ любого компонента приводит к полной утрате работоспособности всей системы. Данная схема называется «последовательной» или «системой с основным последовательным соединением элементов», поскольку её безотказная эксплуатация возможна только при исправности каждого элемента (№ 1-7). Эффективность функционирования данной системы определяется исходным состоянием элементов и порядком возникновения отказов (узлов), что существенно влияет на вероятность сохранения работоспособности при возникновении отказов отдельных элементов [31-32].

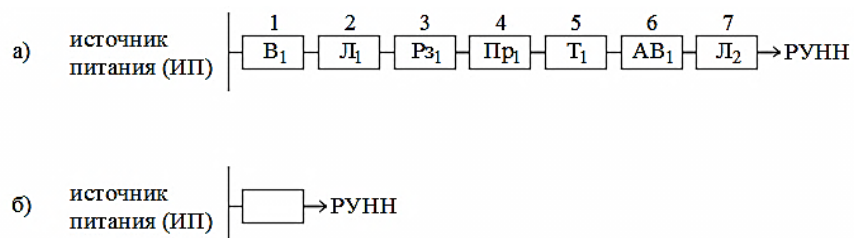


Рисунок 3.2 – Логическая схема надежности участка электрической сети с однотрансформаторной подстанцией без резервирования (а) и ее преобразование (б)

ω для цепи ИП-РУНН (рисунок 3.2б) для участка схемы без резервирования ($\omega_{\text{без Рез.}}$)

$$\begin{aligned}\omega_{\text{без Рез.}} &= \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \dots + \omega_7 = \\ &= \omega_{B1} + \omega_{L1} + \omega_{P31} + \omega_{Pr1} + \omega_{T1} + \omega_{AB1} + \omega_{L2}.\end{aligned}$$

Значение ω КЛ зависит от длины и рассчитывается

– для ω_{L1} (СКЛ-10 кВ) с учетом данных на 100 м: $\omega_{L1} = 0,1 \cdot (20 \text{ м}/100 \text{ м}) = 0,02$ откл/год;

– для ω_{L2} (АВВГ-0,4 кВ) на 10 м: $\omega_{L2} = 0,26 \cdot (5 \text{ м}/10 \text{ м}) = 0,13$ откл/год.

$$\omega_{\text{без Рез.}} = 0,15 + 0,02 + 0,38 + 0,5 + 0,15 + 0,51 + 0,13 = 1,8 \text{ откл/год};$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{без Рез.}}} = \frac{1}{1,8} = 3,6 \text{ года.}$$

3.1.2 Логическая схема надежности для двух однострансформаторных подстанций с взаимным резервированием на НН

Логическая схема участка сети с резервной перемычкой НН (рисунок 3.1), включает следующие элементы схемы: от ИП₁ до 1 с.ш. РУНН: В₁, Л₁, Р_{з1}, Пр₁, Т₁, АВ₁ и Л₂, от ИП₂ до 2 с.ш. РУНН аналогично, а также АВ₃, Л₆ и АВ₄.

Резервирование является одним из способов повышения надежности и отказоустойчивости СЭС, основанным на использовании запасных элементов или устройств, предназначенных для замещения отказавших компонентов в процессе эксплуатации [33-34]. Этот способ позволяет обеспечить непрерывность функционирования системы за счет своевременного переключения на резервные элементы при возникновении отказов в основных элементах. В зависимости от уровня и объема замещения различают следующие виды резервирования: поэлементное, при котором каждый основной элемент имеет свой резервный аналог; групповое, предполагающее резервирование группы элементов; и общее резервирование, при котором

один или несколько запасных элементов предназначены для замещения нескольких основных устройств [36-37].

Количество резервных элементов, предназначенных для замены конкретной основной электроустановки, определяет кратность резервирования и влияет на уровень надежности системы. В условиях общего резервирования с режимом облегченного резерва запасные элементы в период ожидания выполнения замены несут частичную нагрузку, что позволяет снизить их износ и вероятность отказа по сравнению с основной нагрузкой. Такой режим обеспечивает более длительный срок службы резервных устройств и повышает вероятность их успешного функционирования при необходимости переключения. В данном случае вероятность отказа запасных элементов в период ожидания существенно ниже, чем основных компонентов, что способствует повышению общей отказоустойчивости системы и снижению риска аварийных ситуаций вследствие отказа основных элементов.

Для электрической схемы 1 с.ш. РУНН с установленной резервной переключкой на НН логическая схема надежности имеет две последовательные рабочие цепи, соединенные параллельно (рисунок 3.3).

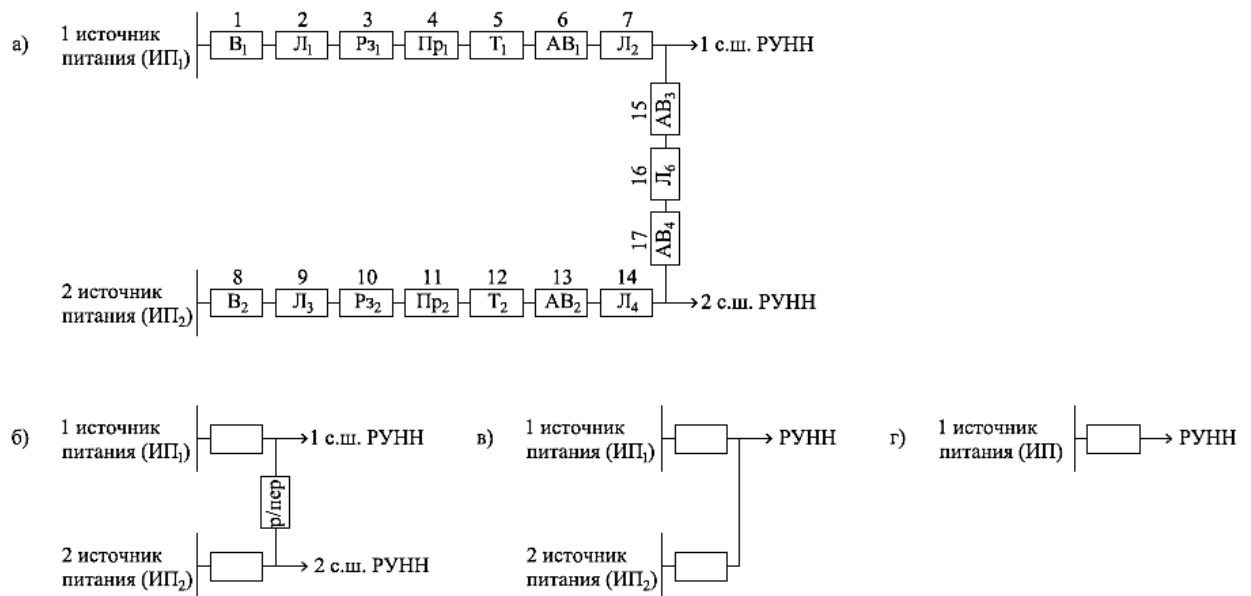


Рисунок 3.3 – Логическая схема надежности для двух однотрансформаторных подстанций с взаимным резервированием на НН (а), этапы преобразования: первый (б), второй (в) и третий (г)

Первый этап включает в себя преобразование последовательных ветвей (рисунок 3.3б, в).

ω цепи ИП_{1-р/пер} ($\omega_{\text{ИП1-р/пер}}$)

$$\begin{aligned}\omega_{\text{ИП1-р/пер}} &= \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \dots + \omega_7 = \\ &= \omega_{В1} + \omega_{Л1} + \omega_{Рз1} + \omega_{Пр1} + \omega_{Т1} + \omega_{АВ1} + \omega_{Л2}\end{aligned}$$

ω цепи ИП_{2-р/пер} ($\omega_{\text{ИП2-р/пер}}$)

$$\omega_{\text{ИП2-р/пер}} = \omega_8 + \omega_9 + \omega_{10} + \dots + \omega_{14} + \omega_{\text{р/пер}}$$

Понятие «резервная перемычка» (р/пер) определяется установкой двух автоматических выключателя АВ₃ и АВ₄ и КЛ 0,4 кВ

$$\omega_{\text{р/пер}} = \omega_{15} + \omega_{16} + \omega_{17} = \omega_{АВ3} + \omega_{Л6} + \omega_{АВ4}$$

На **втором этапе** преобразования (рисунок 3.3 в, г) требуется рассчитать P и Q параллельных ветвей. P цепей

$$P_{\text{ИП1-р/пер}} = e^{-(\omega_{\text{ИП1-р/пер}})},$$

$$P_{\text{ИП2-р/пер}} = e^{-(\omega_{\text{ИП2-р/пер}})}.$$

Q цепей

$$Q_{\text{ИП1-р/пер}} = 1 - e^{-(\omega_{\text{ИП1-р/пер}})},$$

$$Q_{\text{ИП2-р/пер}} = 1 - e^{-(\omega_{\text{ИП2-р/пер}})}.$$

$Q_{\text{схемы}}$ (для системы из двух параллельно соединенных элементов)

$$Q_{\text{схемы}} = Q_{\text{ИП1-р/пер}} \cdot Q_{\text{ИП2-р/пер}}.$$

$P_{\text{схемы}}$

$$P_{\text{схемы}} = 1 - Q_{\text{схемы}}.$$

Зная $P_{\text{схемы}}$, можно определить ω для системы из двух, параллельно соединенных элементов, а также $T_{\text{нар.отк}}$

$$\omega_{\text{схемы}} = -\ln(P_{\text{схемы}}) = 0,137 \text{ ОТКЛ/ГОД},$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{0,137} = 7,3 \text{ года}.$$

3.1.3 Логическая схема надежности для двух однострансформаторных подстанций с резервной перемычкой на СН, без резервирования на НН

Для электрической схемы с резервной перемычкой СН, включающей следующие элементы – от ИП₁ до 1 с.ш. РУНН: В₁, Л₁, Р_{з1}, Пр₁, Т₁, АВ₁ и Л₂, от ИП₂ до 2 с.ш. РУНН аналогично, а также Р_{з3}, В₃, Л₅ и Р_{з4} (рисунок 3.1), логическая схема надежности имеет две последовательные рабочие цепи, соединенные параллельно элементами Р_{з3}-В₃-Л₅-Р_{з4} (рисунок 3.4).

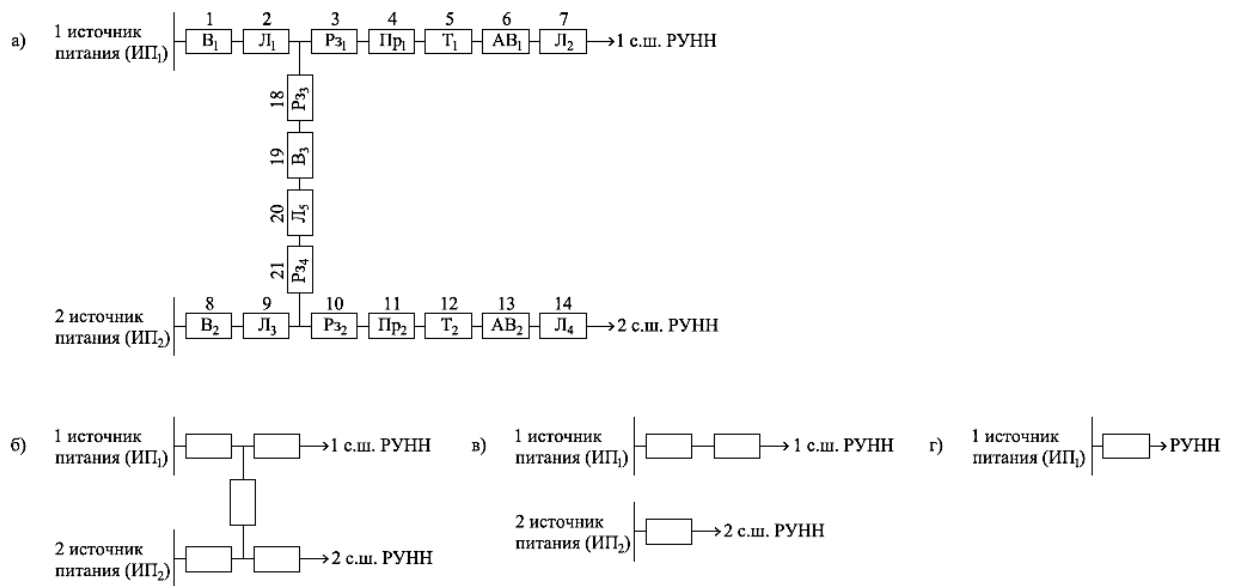


Рисунок 3.4 – Логическая схема надежности для двух однострансформаторных подстанций с резервированием на СН, без резервирования на НН (а), этапы преобразования: первый (б), второй (в) и третий (г)

Логическая схема надежности аналогична схеме на рисунке 3.3, этапы преобразования также аналогичные.

Первый этап включает в себя преобразование последовательных ветвей.

ω цепи ИП₁-Л₁ ($\omega_{\text{ИП1-резерв}}$)

$$\omega_{\text{ИП1-резерв}} = \omega_1 + \omega_2 + \omega_{\text{резерв}}$$

Понятие «резервирование линии СН» (резерв) определяется установкой резервной перемычки 10 кВ – Л₅, двух разъединителей Р₃₃ и Р₃₄ и выключателя В₃. $\omega_{\text{резерв}}$

$$\omega_{\text{резерв}} = \omega_{18} + \omega_{19} + \omega_{20} + \omega_{21} = \omega_{\text{Р33}} + \omega_{\text{В3}} + \omega_{\text{Л5}} + \omega_{\text{Р34}},$$

ω цепи ИП₂-Л₃ ($\omega_{\text{ИП2-Л3}}$)

$$\omega_{\text{ИП2-Л3}} = \omega_8 + \omega_9 = \omega_{\text{В2}} + \omega_{\text{Л3}}.$$

ω цепи Р₃₁ – 1 с.ш. РУНН ($\omega_{\text{Р31-1 с.ш. РУНН}}$)

$$\omega_{\text{Р31-1 с.ш. РУНН}} = \omega_3 + \omega_4 + \dots + \omega_7 = \omega_{\text{Р31}} + \omega_{\text{Пр1}} + \omega_{\text{Т1}} + \omega_{\text{АВ1}} + \omega_{\text{Л2}}.$$

ω цепи Р₃₂ – 2 с.ш. РУНН ($\omega_{\text{Р32-2 с.ш. РУНН}}$)

$$\omega_{\text{Р32-2 с.ш. РУНН}} = \omega_{10} + \omega_{11} + \dots + \omega_{14}.$$

Второй этап преобразования.

ω цепи ИП₁ – 1 с.ш. РУНН ($\omega_{\text{ИП1-1 с.ш. РУНН}}$):

$$\omega_{\text{ИП1-1 с.ш. РУНН}} = \omega_{\text{ИП1-резерв}} + \omega_{\text{Р31-1 с.ш. РУНН}}.$$

ω цепи ИП₂ – 2 с.ш. РУНН ($\omega_{\text{ИП2-2 с.ш. РУНН}}$):

$$\omega_{\text{ИП2-2 с.ш. РУНН}} = \omega_{\text{ИП2-Л3}} + \omega_{\text{Р32-2 с.ш. РУНН}}.$$

Для третьего этапа преобразования требуется рассчитать P и Q последовательных ветвей (ИП₁ – 1 с.ш. РУНН) и (ИП₂ – 2 с.ш. РУНН).

Третий этап включает в себя преобразование параллельных ветвей ИП₁ – 1 с.ш. РУНН и ИП₂ – 2 с.ш. РУНН.

$Q_{\text{схемы}}$ (для системы из двух параллельно соединенных элементов)

$$Q_{\text{схемы}} = Q_{\text{ИП1-1 с.ш. РУНН}} \cdot Q_{\text{ИП2-2 с.ш. РУНН}}.$$

$P_{\text{схемы}}$

$$P_{\text{схемы}} = 1 - Q_{\text{схемы}}.$$

Зная $P_{\text{схемы}}$, можно определить ω для системы из двух, параллельно соединенных элементов

$$\omega_{\text{схемы}} = -\ln(P_{\text{схемы}}) = 0,136 \text{ ОТКЛ/ГОД},$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{0,136} = 7,35 \text{ лет.}$$

3.1.4 Логическая схема надежности для двух однострансформаторных подстанций с двойным резервированием (с резервированием всей цепи СН-НН)

На рисунке 3.5 приведена логическая схема надежности для участка электрической схемы с двойным резервированием.

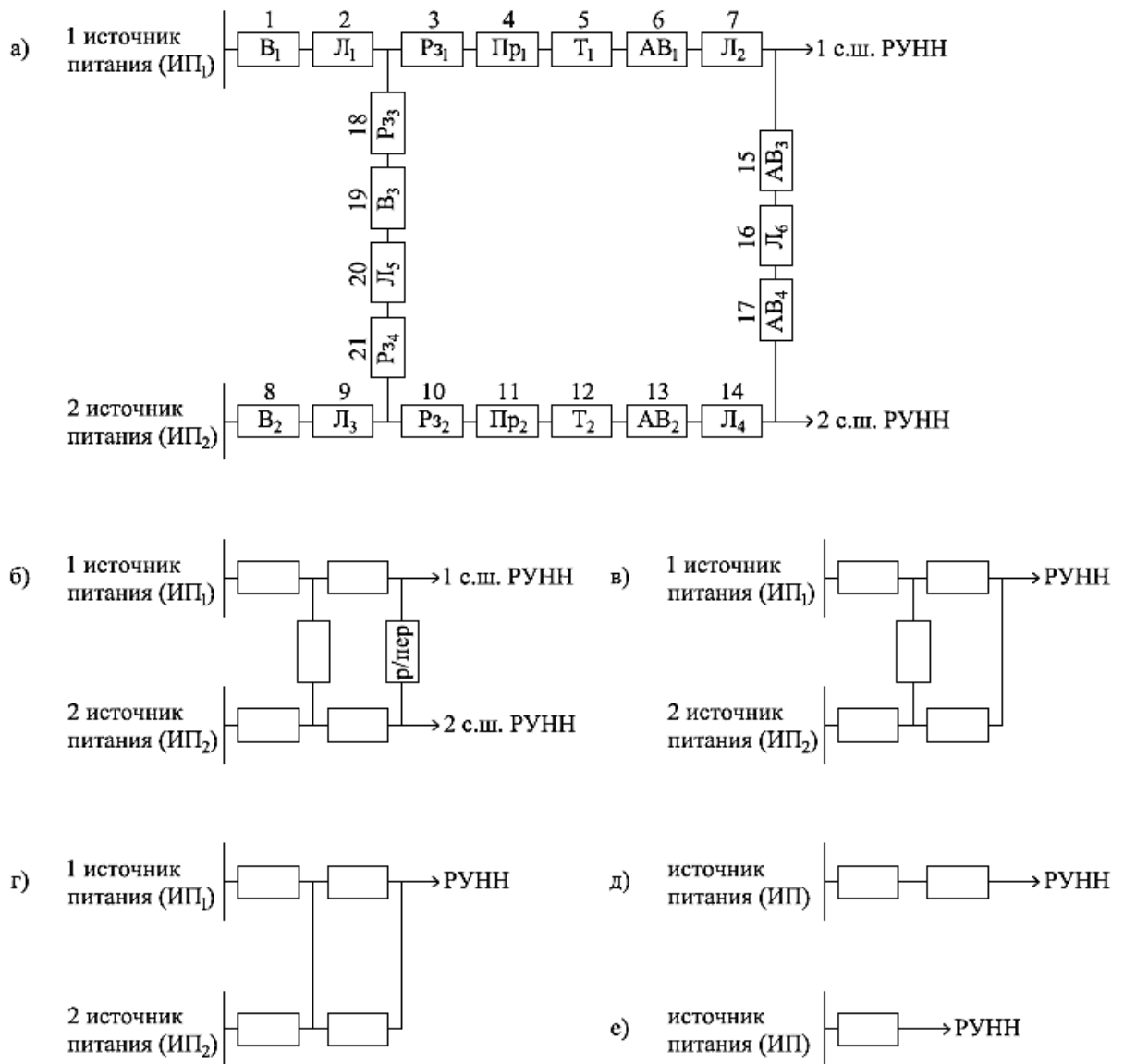


Рисунок 3.5 – Логическая схема надежности для двух однострансформаторных подстанций с двойным резервированием (а), этапы преобразования: первый (б), второй (в), третий (г), четвертый (д) и пятый (е)

Первый этап преобразования заключается в упрощении и определении эквивалентных элементов всех последовательных ветвей исходной схемы (рисунок 3.5а).

$$\omega_{\text{ИП1-Л1}} = \omega_1 + \omega_2,$$

$$\omega_{\text{ИП2-Л3}} = \omega_8 + \omega_9,$$

$$\omega_{\text{резерв}} = \omega_{18} + \omega_{19} + \omega_{20} + \omega_{21},$$

$$\omega_{\text{Рз1-1 с.ш.РУНН}} = \omega_3 + \omega_4 + \dots + \omega_7,$$

$$\omega_{\text{Рз2-2 с.ш.РУНН}} = \omega_{10} + \dots + \omega_{14} + \omega_{\text{р/пер}},$$

где $\omega_{\text{р/пер}} = \omega_{15} + \omega_{16} + \omega_{17}$.

Далее рассчитывается P и Q для последовательных цепей

$$P_{\text{ИП1-Л1}} = e^{-\omega_{\text{ИП1-Л1}}},$$

$$P_{\text{ИП2-Л3}} = e^{-\omega_{\text{ИП2-Л3}}}.$$

Тогда, Q

$$Q_{\text{ИП1-Л1}} = 1 - e^{-\omega_{\text{ИП1-Л1}}},$$

$$Q_{\text{ИП2-Л3}} = 1 - e^{-\omega_{\text{ИП2-Л3}}}.$$

Вероятность одновременного отказа параллельных элементов «ИП1-Л1» и «ИП2-Л3» (рисунок 3.5г), обозначим Q^* , определяется как произведение вероятностей отказов данных элементов

$$Q^* = Q_{\text{ИП1-Л1}} \cdot Q_{\text{ИП2-Л3}}.$$

P^* параллельных элементов «ИП1-Л1» и «ИП2-Л3»

$$P^* = 1 - Q_{\text{ИП1-Л1}} \cdot Q_{\text{ИП2-Л3}}.$$

Тогда ω^*

$$\omega^* = -\ln(P^*).$$

Аналогичный расчет производится для параллельной ветви «Рз1 – 1 с.ш. РУНН» и «Рз2 – 2 с.ш. РУНН» (рисунок 3.5г).

После преобразования последовательных элементов схемы (рисунки 3.5д, 3.5е) определяется $\omega_{\text{схемы}}$

$$\omega_{\text{схемы}} = 0,133 \text{ откл/год.}$$

$T_{\text{нар.отк.}}$

$$T_{\text{нар.отк.}} = \frac{1}{0,133} = 7,51 \text{ года.}$$

3.1.5 Результаты расчетов параметров надежности схем с различными способами резервирования

В таблице 3.2 приведены результаты расчетов параметров надежности схем с различными способами резервирования (для рисунков 3.2, 3.3, 3.4 и 3.5).

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров надежности схем с различными способами резервирования

Виды схем с учетом различных способов резервирования	Результирующее значение $\omega_{\text{схемы}}$, ОТКЛ/ГОД	Расчетное значение $T_{\text{нар.отк.}}$, ГОД
1. Схема без резервирования;	0,278	3,59
2. Схема с резервной линией НН (с установкой резервной перемычки 0,4 кВ – Л ₆ , а также АВ ₃ и АВ ₄);	0,137	7,29
3. Схема с резервной линией СН (установка резервной перемычки 10 кВ – Л ₅ , а также разъединителей Р _{з1} и Р _{з2} и выключателя В ₃), без резервирования на НН;	0,136	7,35
4. Схема с двойным резервированием: резервными линиями СН и НН (предусматривающим установку резервных перемычек 10 и 0,4 кВ, разъединителей Р _{з1} и Р _{з2} , выключателя В ₃ и автоматических выключателей АВ ₃ и АВ ₄).	0,133	7,51

Данные таблицы 3.2 показывают, что ω без резервирования имеет наибольшее значение, $\omega_{\text{схемы}} = 0,278$ и уменьшается при резервировании (при включении секционного выключателя) – $\omega_{\text{схемы}} = 0,137$, а далее при двойном резервировании – $\omega_{\text{схемы}} = 0,133$, что доказывает высокую надежность схемы с двойным резервированием.

Величина $T_{\text{нар.отк.}}$ обратно пропорциональна $\omega_{\text{схемы}}$. $T_{\text{нар.отк.}}$ имеет максимальное значение при двойном резервировании схемы и равно 7,5 года и минимальное – схемы без резервирования, где $T_{\text{нар.отк.}} = 3,6$ года. Данные расчетов показывают, что $T_{\text{нар.отк.}}$ схемы без резервирования в 2,03 и в 2,05 раза меньше, чем $T_{\text{нар.отк.}}$ схемы с резервированием на НН и на СН соответственно, а также в 2,09 раза меньше, чем $T_{\text{нар.отк.}}$ схемы с двойным резервированием ($T_{\text{нар.отк.}} = 7,5$ года), что подтверждает эффективность использования резервных элементов для повышения надежности системы.

В приложении А приведены параметры надежности 4-х возможных вариантов резервирования схем с однострансформаторными подстанциями с присоединенными потребителями.

3.2 Параметры надежности схем при изменении числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ

Далее исследуем параметры надежности схем (рисунок 3.1) при изменении числа распределительных трансформаторов ($N_{\text{рт}}$) от 1 до 5, а также при $S_{\text{ТРном}}$ от 25 до 2 500 кВА.

На рисунке 3.6 представлен общий вид структурной схемы участка СЭС с обозначением элементов [42-45], определяемых по выражениям (3.1) – (3.10).

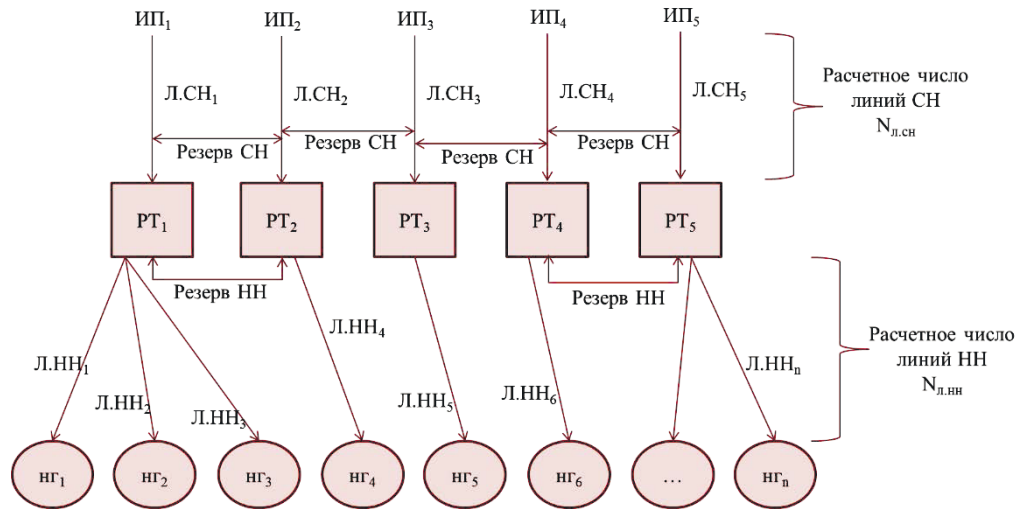


Рисунок 3.6 – Общий вид структурной схемы участка СЭС

Обозначения, принимаемые на рисунке 3.6:

ИП₁ ... ИП₅ – источники питания 10 кВ;

Л.СН₁ ... Л.СН₅ – КЛ СН;

РТ₁ ... РТ₅ – распределительные трансформаторы 10/0,4 кВ;

Л.НН₁, Л.НН₂ ... Л.НН_n – КЛ НН;

нГ₁, нГ₂, ... нГ_n – нагрузка, питающаяся от распределительных трансформаторов.

Исходные данные для расчетов:

- $P_{нГ} = 1,2 \cdot 10^6$ Вт;
- $\cos\varphi_{нГ} = 0,92$;
- $K_{зг.тр} = 0,8$;
- $S_{пр/пр} = 0,75$ км².

Проведем расчет параметров для $N_{тп} = 1$, $S_{трном} = 1\ 000$ кВА.

Определим расчетную полную мощность нагрузки $S_{полн.нГ}$ [46-49]

$$S_{полн.нГ} = \frac{P_{нГ}}{\cos\varphi_{нГ}} = \frac{1,2 \cdot 10^6}{0,92} = 1,31 \cdot 10^6 \text{ ВА.}$$

Определим $N_{прис.сн}$

$$N_{\text{прис.СН}} = N_{\text{ост}} + \frac{S_{\text{полн.нг}}}{K_{\text{зг.тр}} \cdot S_{\text{ТРном}} \cdot n_{\text{сш}} \cdot N_{\text{РТприс}}} = 2 + \frac{1,31 \cdot 10^6}{2 \cdot 1 \cdot 0,8 \cdot 1000 \cdot 10^3} = 2,828.$$

Принимаем $N_{\text{прис.СН}} = 3$.

Определим величину $\sum \omega_{\text{КЛ.СН}}$

$$\sum \omega_{\text{КЛ.СН}} = N_{\text{прис.СН}} \cdot \omega_{\text{Л.СН}} = 3 \cdot 0,002 = 0,006 \text{ откл/год.}$$

Определим $L_{\text{учКЛ.СН}}$ (между рядом стоящими ТП)

$$L_{\text{учКЛ.СН}} = \gamma_{\text{ИП}} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{пр/пр}}}{N_{\text{ТП}}}} = 1 \cdot \sqrt{\frac{0,75}{1}} = 0,866 \text{ км}$$

Определим $L_{\text{рабКЛ.СН}}$ (от ИП₁ до РТ)

$$L_{\text{рабКЛ.СН}} = L_{\text{учКЛ.СН}} = 0,866 \text{ км}$$

Определим $L_{\text{резервСН}}$

$$L_{\text{резервСН}} = \gamma_{\text{ИП}} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{пр/пр}}}{1+N_{\text{ТП}}}} = 1 \cdot \sqrt{\frac{0,75}{1+1}} = 0,612 \text{ км}$$

Определим $N_{\text{прис.НН}}$ на 1-ой с.ш. ТП-НН

$$N_{\text{прис.НН}} = N_{\text{ост}} + N_{\text{Л.НН}} = N_{\text{ост}} + \frac{P_{\text{нг}}}{\cos \varphi_{\text{нг}} \cdot S_{\text{ср.нг}}} = 2 + \frac{1,2 \cdot 10^6}{0,92 \cdot 1000 \cdot 10^3} = 3,3$$

Принимаем $N_{\text{прис.НН}} = 4$.

Определим значение $\sum \omega_{\text{КЛ.НН}}$

$$\sum \omega_{\text{КЛ.НН}} = N_{\text{прис.НН}} \cdot \omega_{\text{Л.НН}} = 4 \cdot 0,013 = 0,052 \text{ откл/год.}$$

Определим значение $L_{\text{КЛ.НН}}$ (от ТП до 1 с.ш. РУНН), км

$$L_{\text{КЛ.НН}} = \gamma_{\text{ТП}} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{пр/пр}}}{N_{\text{ТП}}}} = 1 \cdot \sqrt{\frac{0,75}{1}} = 0,866 \text{ км}$$

Определим значение $\sum \omega_{\text{КЛ}}$

$$\begin{aligned} \sum \omega_{\text{КЛ}} &= \omega_{\text{КЛ.СН}} + \omega_{\text{КЛ.НН}} = \sum \omega_{\text{присСН}} \cdot L_{\text{КЛ.СН}} + \sum \omega_{\text{присНН}} \cdot L_{\text{КЛ.НН}} = \\ &= \sum \omega_{\text{присСН}} \cdot (L_{\text{учКЛ.СН}} + L_{\text{рабКЛ.СН}} + L_{\text{резервСН}}) + \sum \omega_{\text{присНН}} \cdot L_{\text{КЛ.НН}} = \\ &= 0,006 \cdot (0,866 + 0,866 + 0,612) + 0,052 \cdot 0,866 = 0,059 \text{ откл/год.} \end{aligned}$$

Определим $\omega_{\text{схемы}}$ с учетом установленного оборудования:

- схема без резервирования: $\omega_{\text{схемы}} = 0,278$; $T_{\text{нар.отк.}} = 3,595$;
- схема с резервной перемычкой НН (включающей автоматические выключатели АВ₃ и АВ₄): $\omega_{\text{схемы}} = 0,137$; $T_{\text{нар.отк.}} = 7,292$;
- схема с резервной перемычкой СН (установка разъединителей Р_{з1} и Р_{з2} и выключателя В₃): $\omega_{\text{схемы}} = 0,136$; $T_{\text{нар.отк.}} = 7,346$;
- схема с двойным резервированием: резервными перемычками СН и НН (с установкой разъединителей Р_{з1} и Р_{з2}, выключателя В₃ и автоматических выключателей АВ₃ и АВ₄): $\omega_{\text{схемы}} = 0,133$; $T_{\text{нар.отк.}} = 7,511$.

На рисунке 3.6 приведены графические зависимости $T_{\text{нар.отк.}}$ схем с $N_{\text{ТП}}$ от 1 до 5 и $S_{\text{ТРНОМ}}$ от 25 до 2 500 кВА.

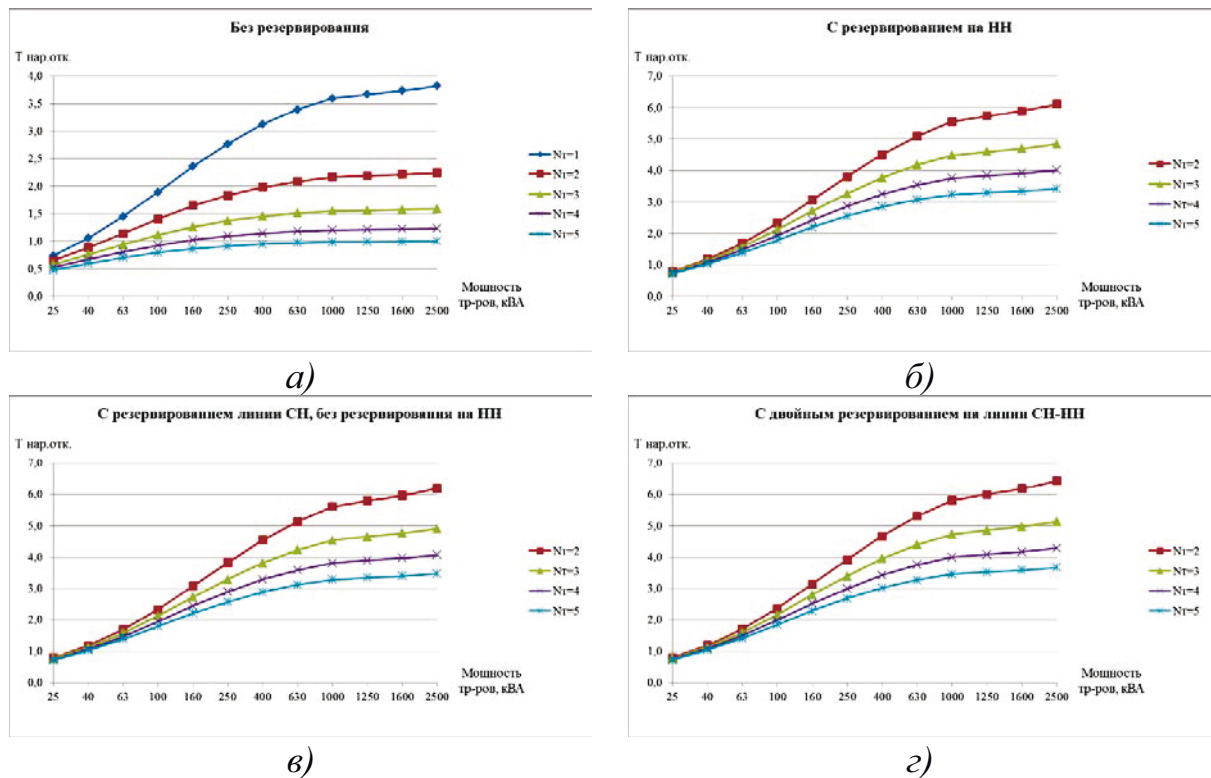


Рисунок 3.6 – Графические зависимости $T_{\text{нар.отк.}}$ от $S_{\text{ТРНОМ}} = 25 - 2\,500$ кВА для схем с различными способами резервирования, при различном числе РТ: а) без резервирования, $N_m =$ от 1 до 5; б) с резервированием на НН, $N_m =$ от 2 до 5; в) с резервированием на СН, $N_m =$ от 2 до 5; г) с двойным резервированием, $N_m =$ от 2 до 5.

Графические зависимости (рисунки 3.6 а-г) показывают, что при увеличении $S_{\text{ТР.НОМ}}$ с 25 до 2 500 кВА $T_{\text{нар.отк.}}$ увеличивается с 0,48 до 6,43 года, что объясняется следующими условиями:

- 1) Уменьшается $N_{\text{Л.СН}}$ по (3.3);
- 2) Уменьшается $N_{\text{прис.СН}}$ по (3.4);
- 3) Уменьшается $\sum \omega_{\text{присСН}}$ из (1) и (2) пунктов алгоритма;
- 4) Уменьшается $N_{\text{Л.НН}}$ по (3.5);
- 5) Уменьшается $N_{\text{прис.НН}}$ по (3.6);
- 6) Уменьшается $\sum \omega_{\text{присНН}}$ из (4) и (5) пунктов алгоритма;
- 7) Уменьшается $\sum \omega_{\text{КЛ}}$ по (3.12);
- 8) Уменьшается результирующий $\omega_{\text{схемы}}$ по (3.13);
- 9) Увеличивается $T_{\text{нар.отк}}$ по (3.14).

Графики рисунков 3.6 (а-г) показывают, что $T_{\text{нар.отк.}}$ имеет максимальное значение, равное 6,4 года (рисунок 3.6г, линия $N_{\text{T}} = 2$) при $S_{\text{ТР.НОМ}} = 2 500$ кВА в схеме с двойным резервированием переключек СН-НН. Графики (рисунки 3.6а-г) показывают, что при увеличении $S_{\text{ТР.НОМ}}$ с 25 до 2 500 кВА, увеличивается значение $T_{\text{нар.отк.}}$ с 0,48 года (рисунок 3.6а, линия $N_{\text{T}} = 5$) до 6,43 года (рисунок 3.6г, линия $N_{\text{T}} = 2$).

Установлено, что рационально использовать меньшее число N_{T} [50-53], равное 1 (при отсутствии резервирования) или 2, так как при $N_{\text{T}} = 3-5$ $T_{\text{нар.отк.}}$ минимально и равно 1,01 года (рисунок 3.6а, линия $N_{\text{T}} = 5$, $S_{\text{НОМ.ТР.}} = 2 500$ кВА) и 1,6 года (рисунок 3.6а, линия $N_{\text{T}} = 3$, $S_{\text{НОМ.ТР.}} = 2 500$ кВА), при $K_{\text{зг.тр}} = 0,8$. Например, при использовании 1 РТ с $S_{\text{НОМ.ТР.}} = 1000$ кВА в схеме без резервирования – $T_{\text{нар.отк.}} = 3,6$ (рисунок 3.6а, линия $N_{\text{T}} = 1$) больше, чем при использовании 4-х РТ такой же мощности ($T_{\text{нар.отк.}} = 1,2$, рис. 3.6а, линия $N_{\text{T}} = 4$) в 2,98 раза.

$\omega_{\text{схемы}}$ обратно пропорционален $T_{\text{нар.отк.}}$ и увеличивается при увеличении количества РТ. Например, для схемы с резервированием на НН (рисунок 3.6б)

при одинаковой мощности РТ $S_{\text{ном.тр.}} = 1000$ кВА при $N_T = 2 - \omega_{\text{схемы}} = 0,181$, а при $N_T = 5 - \omega_{\text{схемы}} = 0,309$.

При сравнении вида 4-х вариантов графических зависимостей (рис. 3.6а-г) установлено, что наибольшее $T_{\text{нар.отк}}$ достигается для схемы с двойным резервированием ($T_{\text{нар.отк.}} = 6,4$, рисунок 3.6г, линия $N_T = 2$), наименьшее – при отсутствии резервирования ($T_{\text{нар.отк.}} = 1,01$, рисунок 3.6а, линия $N_T = 5$). Параметры надежности схемы также зависят от $P_{\text{нг}}$, $S_{\text{ср.нг}}$ и $S_{\text{пр/пр}}$.

3.3 Оценка параметров надежности схем при изменении мощности нагрузки и площади объекта для технико-экономических расчетов

В таблице 3.3 приведены максимальные значения $T_{\text{нар.отк.}}$ для 4 рассмотренных вариантов схем, соответствующие рациональным значениям $S_{\text{ТРном}}$.

Таблица 3.3 – Максимальные значения $T_{\text{нар.отк.}}$, соответствующие рациональным значениям $S_{\text{ТРном}}$

$N_{\text{РТ}}$	Схема без резервирования		Схема с резервированием на НН		Схема с резервированием на СН, без резервирования на НН		Схема с двойным резервированием на СН и НН	
	$T_{\text{нар.отк.}}$, год	$S_{\text{ТРном}}$, кВА	$T_{\text{нар.отк.}}$, год	$S_{\text{ТРном}}$, кВА	$T_{\text{нар.отк.}}$, год	$S_{\text{ТРном}}$, кВА	$T_{\text{нар.отк.}}$, год	$S_{\text{ТРном}}$, кВА
1	3,82	2 500	-	-	-	-	-	-
2	3,59	1 600	5,73	1 250	5,79	1 250	6,01	1 250
3	2,56	1 250	4,48	1 000	4,54	1 000	4,74	1 000
4	1,20	1 000	3,54	630	3,59	630	3,75	630
5	0,97	630	2,85	400	2,89	400	3,01	400

Данные таблицы 3.3 показывают, что при увеличении N_{PT} с 1 до 5 $S_{TRНОМ}$ уменьшается с 2 500 до 400 кВА. $S_{TRНОМ} = 1\ 250$ кВА – это расчетная мощность трансформатора для схемы с двойным резервированием на СН и НН, при которой схема имеет максимальное значение $T_{нар.отк}$ (6,01 года).

Максимальное $T_{нар.отк} = 6,01$ года достигается в схеме с двойным резервированием и двумя РТ мощностью 1 250 кВА, минимальное $T_{нар.отк} = 0,97$ года – при отсутствии резервирования и использовании 5 РТ с $S_{TRНОМ} = 630$ кВА.

Далее:

1. Увеличиваем $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт с шагом $0,2 \cdot 10^3$ кВт;
2. Увеличиваем $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км² с шагом 0,25-0,5 км²;
3. Увеличиваем $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^6$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт и $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 2 км² одновременно.

3.3.1 Изменение активной мощности нагрузки объекта

Увеличиваем $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт с шагом $0,2 \cdot 10^3$ кВт. Увеличение $P_{нг}$ возможно в следующих случаях:

- 1) при увеличении $K_{зг.тр}$ от 0,2 до 0,8;
- 2) при увеличении N_{PT} от 1 до 5;
- 3) при увеличении $S_{TRНОМ}$ с 25 до 2 500 кВА.

На рисунке 3.7 приведены графические зависимости $T_{нар.отк}$ схем при $S_{TRНОМ} = 25 - 2\ 500$ кВА и увеличении $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт с шагом $0,2 \cdot 10^3$ кВт [30].

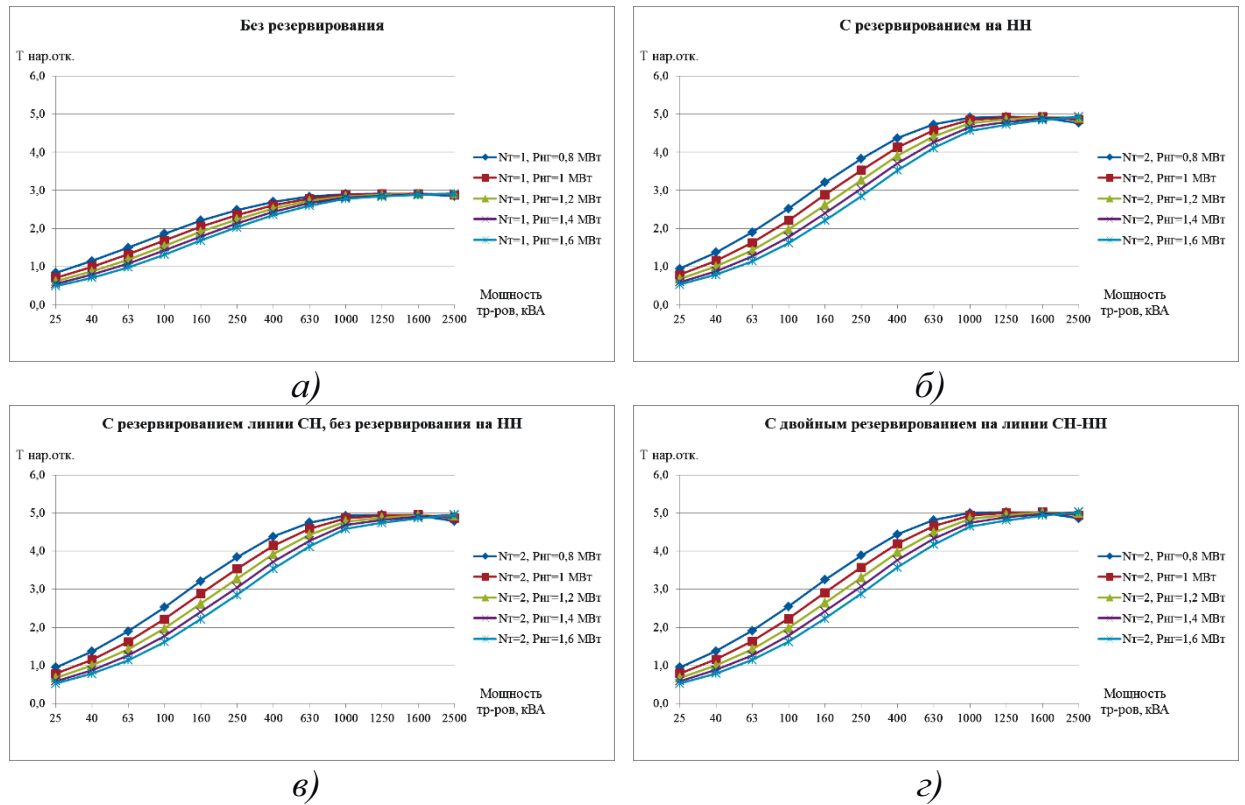


Рисунок 3.7 – Графические зависимости $T_{нар.отк}$ от $S_{ТРНОМ} = 25 - 2500$ кВА для различных способов резервирования схем при изменении $P_{нг}$:

- а) без резервирования, $N_m = 1$;
- б) с резервированием на НН, $N_m = 2$;
- в) с резервированием на СН, $N_m = 2$;
- г) с двойным резервированием, $N_m = 2$.

Графические зависимости (рисунки 3.7а-г) показывают, что при увеличении $P_{нг}$ уменьшается $T_{нар.отк}$, что объясняется следующими условиями:

1. Увеличивается $N_{Л,НН}$ по (3.5), например, для $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 4 до 7, а для $S_{ТРНОМ} = 1000$ кВА – с 1 до 2, следовательно, добавляются новые коммутационные аппараты НН;
2. Увеличивается $N_{прис.НН}$ по (3.6), например, для $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 6 до 9, а для $S_{ТРНОМ} = 1000$ кВА – с 3 до 4;
3. Увеличивается $\sum \omega_{прис.НН}$, например, для $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 0,1 до 0,2 откл/год;
4. Увеличивается $\sum \omega_{КЛ}$ по (3.12), например: для $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с

0,219 до 0,309 откл/год, а для $S_{\text{ТРном}} = 1\ 000$ кВА – с 0,161 до 0,176 откл/год;

5. Увеличивается $\omega_{\text{схемы}}$, например: для схемы без резервирования и $S_{\text{ТРном}} = 250$ кВА с 0,4025 до 0,4925 откл/год, а для $S_{\text{ТРном}} = 1\ 000$ кВА – с 0,3448 до 0,3601 откл/год;

6. Уменьшается $T_{\text{нар.отк}}$ по (3.14), например: для схемы без резервирования и $S_{\text{ТРном}} = 250$ кВА с 2,48 до 2,03 года, а для $S_{\text{ТРном}} = 1\ 000$ кВА – с 2,90 до 2,78 года.

3.3.2 Изменение площади территории объекта

Исследуем параметры надежности схем при увеличении $s_{\text{пр/пр}}$. Увеличение $s_{\text{пр/пр}}$ рассматривается при исследовании параметров схемы предприятия электротехнического комплекса большей мощности при одинаковом наборе электрооборудования с аналогичным технологическим процессом [30].

При увеличении $s_{\text{пр/пр}}$ с 0,5 до 1,5 км² с шагом 0,25-0,5 км² увеличивается средняя длина КЛ по (3.7-3.11). На графике (рисунок 3.8) приведены графические зависимости средней длины КЛ от $s_{\text{пр/пр}}$ для различных $S_{\text{ТРном}} = 25 - 2\ 500$ кВА.

Графические зависимости (рисунок 3.8) показывают, что средняя длина КЛ увеличивается в 2,455 раза при увеличении $s_{\text{пр/пр}}$ с 0,5 до 1,5 км² на 300% (например, для $S_{\text{ТРном}} = 1\ 000$ кВА с 2,09 км до 5,13 км). Это объясняется увеличением $L_{\text{-(КЛ.НН)}}$ по (3.10).

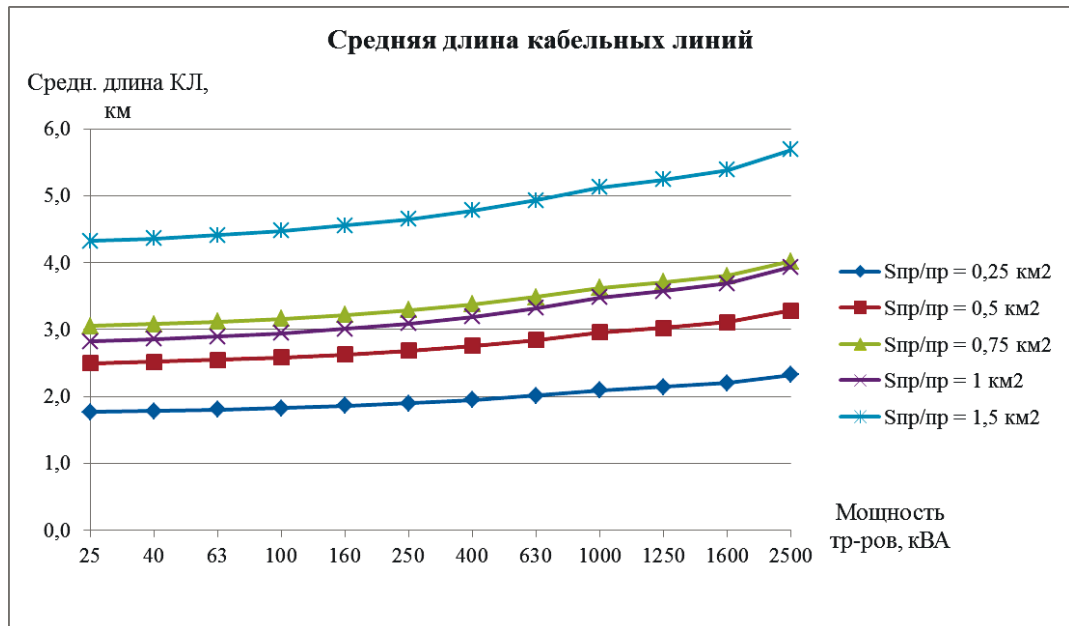


Рисунок 3.8 – Графические зависимости суммарной длины КЛ от $S_{ТРНОМ}$ 25 – 2 500 кВА при увеличении $s_{пр/пр}$

Далее рассчитаем $\Sigma\omega_{КЛ}$ по (3.12) при увеличении $s_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км², а также для различных $S_{ТРНОМ} = 25 - 2\,500$ кВА.

Например, $\Sigma\omega_{КЛ}$ для $S_{ТРНОМ} = 25$ кВА и $s_{пр/пр}$, равной, 1,5 км²

$$\begin{aligned} \sum \omega_{КЛ} &= \omega_{КЛСН} + \omega_{КЛНН} = \sum \omega_{присСН} \cdot L_{КЛ.СН} + \sum \omega_{присНН} \cdot L_{КЛ.НН} = \\ &= \sum \omega_{присСН} \cdot (L_{учКЛ.СН} + L_{рабКЛ.СН} + L_{резервСН}) + \sum \omega_{присНН} \cdot (L_{КЛ.НН} + \\ &L_{резервКЛ.НН}) = 0,2 \cdot (0,87 + 1,73 + 0,71) + 1,4 \cdot (0,87 + 0,15) = 2,038 \\ &\text{откл/год.} \end{aligned}$$

Суммарный ω КЛ $\Sigma\omega_{КЛ}$ для $S_{ТРНОМ} = 1\,000$ кВА и $s_{пр/пр}$, равной 0,25 км²

$$\begin{aligned} \sum \omega_{КЛ} &= \omega_{КЛСН} + \omega_{КЛНН} = \sum \omega_{присСН} \cdot L_{КЛ.СН} + \sum \omega_{присНН} \cdot L_{КЛ.НН} = \\ &= \sum \omega_{присСН} \cdot (L_{учКЛ.СН} + L_{рабКЛ.СН} + L_{резервСН}) + \sum \omega_{присНН} \cdot (L_{КЛ.НН} + \\ &L_{резервКЛ.НН}) = 0,2 \cdot (0,35 + 0,71 + 0,29) + 1,4 \cdot (0,35 + 0,06) = 0,097 \\ &\text{откл/год.} \end{aligned}$$

На рисунке 3.9 приведены графические зависимости изменения $\Sigma\omega_{КЛ}$ от $S_{ТРНОМ}$, показывающие, что при увеличении $s_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км², т.е. на 300% ω КЛ увеличивается в 2,449 раза для $S_{ТРНОМ} = 25$ кВА.

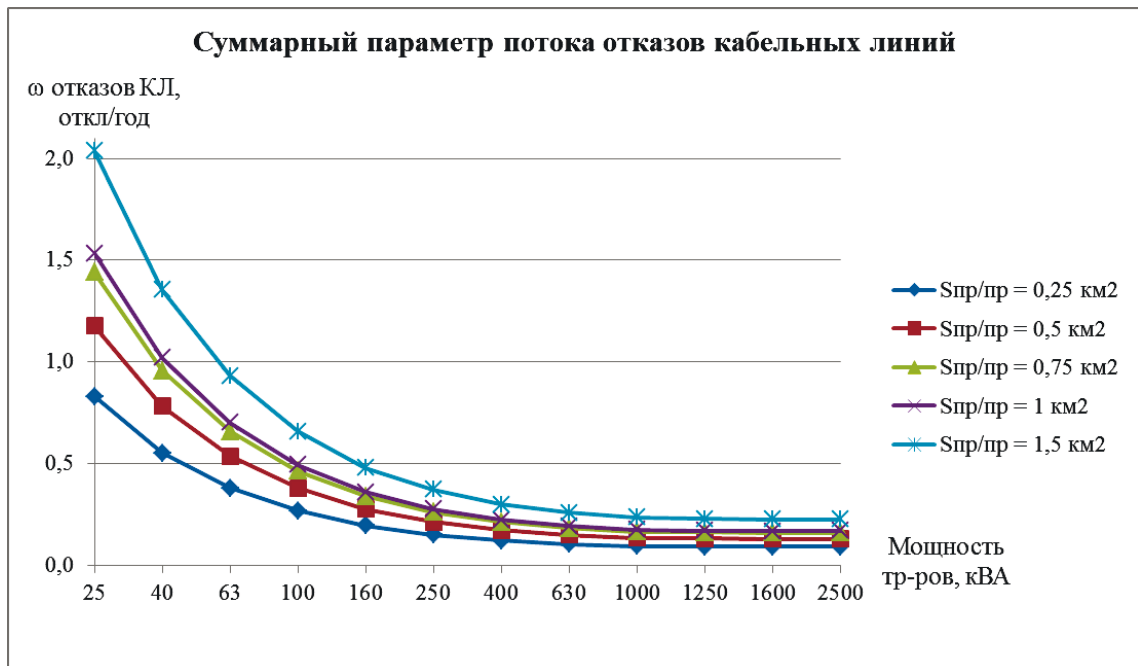


Рисунок 3.9 – Графические зависимости $\Sigma \omega_{кл}$ от $S_{ТРНОМ} = 25 - 2500$ кВА в функции изменения $S_{пр/пр}$

Вид графиков (рисунок 3.9) обусловлен следующими факторами:

1. При увеличении $S_{ТРНОМ} = 25 - 2500$ кВА уменьшается $N_{Л.СН}$ по (3.3) с 17 до 1;
2. Уменьшается $N_{прис.СН}$ по (3.4) с 19 до 3;
3. Уменьшается $N_{Л.НН}$ по (3.5) с 53 до 1;
4. Уменьшается $N_{прис.НН}$ по (3.6) с 55 до 3;
5. Увеличивается $L_{КЛ.НН}$ по (3.10) с 0,06 до 0,62 км;
6. Уменьшается $\Sigma \omega_{присСН}$ с 0,2 до 0 откл/год и $\Sigma \omega_{присНН}$ с 1,4 до 0,1 откл/год, что следует из (2) и (4) пунктов алгоритма;
7. Уменьшается $\Sigma \omega_{КЛ}$ по (3.12) с 0,832 до 0,093 откл/год.

На рисунке 3.10 приведены графические зависимости $T_{нар.отк.}$ схем от $S_{ТРНОМ} = 25 - 2500$ кВА при увеличении $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км² с шагом 0,25-0,5 км².

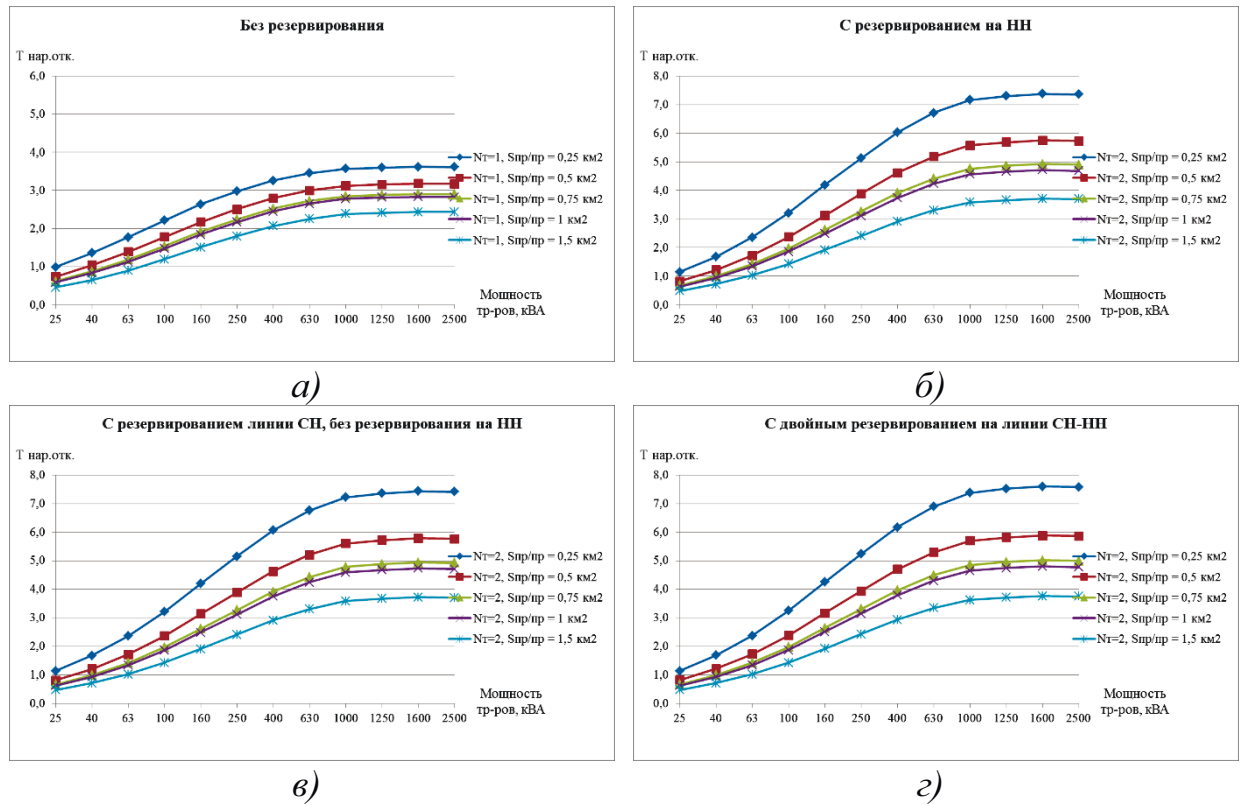


Рисунок 3.10 – Графические зависимости $T_{нар.отк}$ от $S_{ТРНОМ} = 25 - 2500$ кВА для схем с различными способами резервирования при изменении $S_{пр/пр}$:

- а) без резервирования, $N_m = 1$;
- б) с резервированием на НН, $N_m = 2$;
- в) с резервированием на СН, $N_m = 2$;
- г) с двойным резервированием, $N_m = 2$.

Графические зависимости (рисунки 3.10а-г) показывают, что при увеличении $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 1,5 км² $T_{нар.отк.}$ уменьшается, что объясняется следующими условиями:

1. Увеличивается $L_{КЛ.НН}$ по (3.10) с 0,35 до 0,87 км;
2. Увеличивается $\sum \omega_{присНН}$, например, для $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 0,1 до 0,2 откл/год;
3. Увеличивается $\sum \omega_{КЛ}$ по (3.12), например, для $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 0,152 до 0,372 откл/год;
4. Увеличивается $\omega_{схемы}$, например, для схемы без резервирования и $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 0,3361 до 0,5565 откл/год;

5. Уменьшается $T_{нар.отк}$ по (3.14), например, для схемы без резервирования и $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 2,98 до 1,8 года.

3.3.3 Изменение активной мощности нагрузки и площади территории объекта

На рисунке 3.11 приведены графические зависимости $T_{нар.отк}$ схем и с $S_{ТРНОМ} = 25 - 2500$ кВА при увеличении $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт с шагом $0,2 \cdot 10^3$ кВт и $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 2 км² с шагом 0,25-0,5 км² [30].

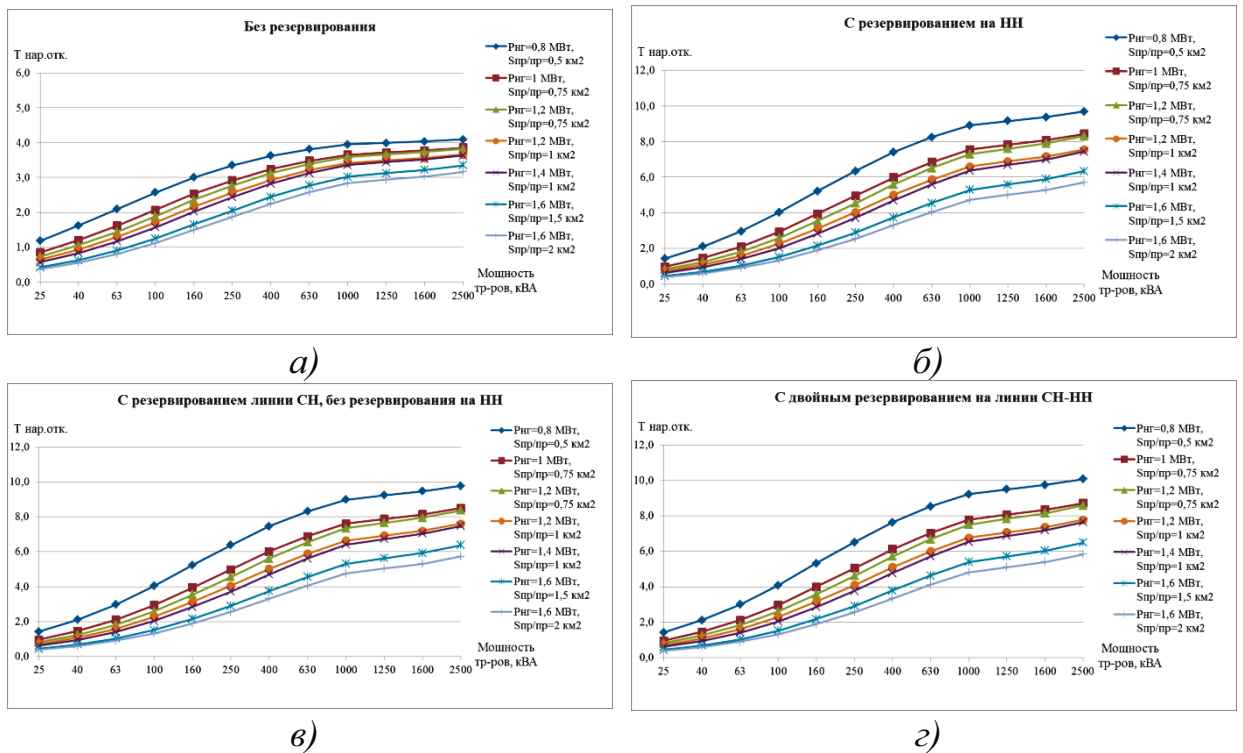


Рисунок 3.11 – Графические зависимости $T_{нар.отк}$ от $S_{ТРНОМ} = 25 - 2500$ кВА для различных способов резервирования схем при изменении $P_{нг}$ и $S_{пр/пр}$:

- а) без резервирования, $N_m = 1$;
- б) с резервированием на НН, $N_m = 2$;
- в) с резервированием на СН, $N_m = 2$;
- г) с двойным резервированием, $N_m = 2$.

Графические зависимости (рисунки 3.11 а-г) показывают, что параметры надежности схемы зависят от $P_{нг}$, от $N_{рт}$ и их $S_{ТРНОМ}$, а также от $S_{пр/пр}$.

3.4 Оценка срока окупаемости электрооборудования схем

Рассчитаем срок окупаемости [28, 41] ввода в эксплуатацию электрооборудования для различных способов резервирования схем (рисунки 3.1, 3.12). На рисунке 3.12 приведена схема с двумя однострансформаторными подстанциями без резервирования [41].

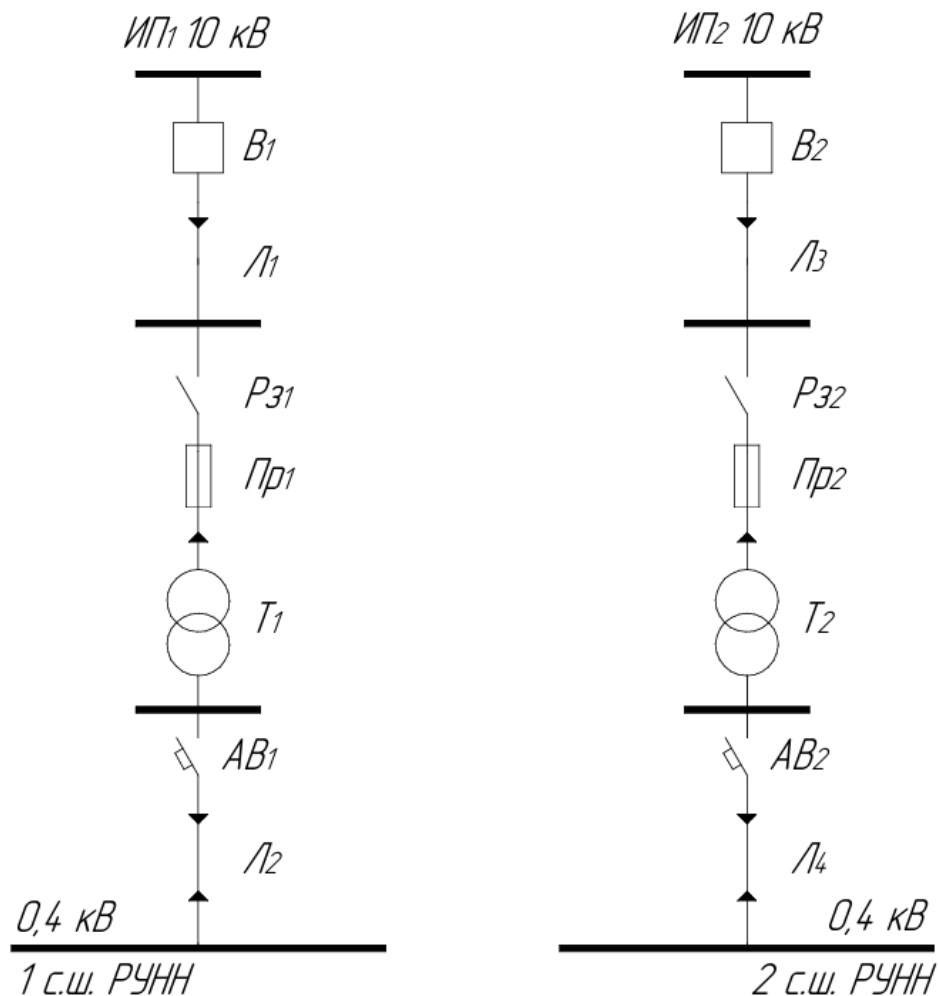


Рисунок 3.12 – Схема с двумя однострансформаторными подстанциями без резервирования

Суммарная стоимость капитальных вложений в оборудование схемы C_{Σ} , руб.

$$C_{\Sigma} = C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_n = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (3.15)$$

где C_1, C_2, C_3, C_n – стоимость оборудования последовательно соединенных элементов схемы, руб, например: $B_1, Л_1, P_{з1}, Пр_1, T_1, АВ_1$ и $Л_2$ – рисунок 3.12.

Примем известными временной интервал простого срока окупаемости (ПСО) и дисконтированного срока окупаемости (ДСО) оборудования схемы. ПСО не учитывает динамику стоимости финансовых затрат во времени. При этом, ДСО учитывает динамику стоимости финансовых затрат во времени введением коэффициента дисконтирования. Метод расчета ДСО позволяет повысить достоверность результатов расчетов [28, 41].

ДСО, руб

$$ДСО = \frac{C_{\Sigma}}{Ср.год_{д.п.}}, \quad (3.16)$$

где Ср. год_{д.п.} – среднегодовой денежный поток, руб.

Величина Ср. год_{д.п.}, руб – суммарные годовые финансовые поступления и суммарные выплаты финансовых средств в результате производственной деятельности промышленного предприятия

$$Ср. год_{д.п.} = \frac{Пр_{д.п. пр/пр}}{(1+k_d)^t}, \quad (3.17)$$

где Пр_{д.п. пр/пр} – предполагаемый денежный поток промышленного предприятия, руб./год;

k_d – доля ставки дисконтирования, % за период времени t .

Покажем расчет ДСО, год, за 7 лет для схемы с двумя однострансформаторными подстанциями без резервирования (рисунок 3.12).

C_{Σ} составляет 4,5 млн рублей (из них – стоимость 1 трансформатора ТМ-1600/10/0,4 = 1 476 000 руб). В результате сбыта произведенной продукции предприятие планирует получать 2 018 тысяч рублей предполагаемой прибыли в год. Ставка дисконтирования – 10%. Время наблюдения $t = 7$ лет.

$$ДСО = \frac{C_{\Sigma}}{Ср. год_{д.п.}} = \frac{C_{\Sigma}}{\frac{Пр_{д.п. пр/пр}}{(1+k_d)^t}} = \frac{4\,500\,000}{\frac{2\,018\,000}{(1+0,1)^7}} = 4,35.$$

При этом, в период с 2025 по 2032 г.г. прогнозируемое значение среднего индекса инфляции составляет $I_{\text{инф.}} = 8,6\%$. Тогда, предполагаемый ДСО схемы с учетом инфляции

$$\begin{aligned} \text{ДСО}_{\text{инф.}} &= \frac{C_{\Sigma}}{\text{Ср. годд.п.}} \cdot I_{\text{инф.}}^t = \frac{C_{\Sigma}}{\frac{\text{Пр.д.п. пр/пр}}{(1 + k_d)^t}} \cdot I_{\text{инф.}}^t = \frac{4\,500\,000}{\frac{2\,018\,000}{(1 + 0,1)^7}} \cdot 1,086^7 \\ &= 7,75. \end{aligned}$$

В таблице 3.4 приведены результаты расчетов показателей экономической эффективности вариантов схем. Вариант 1 – схема с двумя однострансформаторными подстанциями при отсутствии резервирования (рисунок 3.12).

Таблица 3.4 – Результаты расчетов показателей экономической эффективности вариантов схем электроснабжения

Показатель экономической эффективности	Вариант схемы электроснабжения			
	1 (рис. 3.12)	2	3	4
C_{Σ} , руб.	4 500 000	5 000 000	5 000 000	5 200 000
Пр.д.п. пр/пр, руб./год	2 018 000	2 038 000	2 038 000	2 050 000
Ср. годд.п., руб.	1 035 553,08	1 045 816,24	1 045 816,24	1 051 974,14
ДСО оборудования схемы, год	4,35	4,78	4,78	4,94
$I_{\text{инф.}}$	8,6% в год			
$\text{ДСО}_{\text{инф.}}$ схемы, год	7,75	8,52	8,52	8,81
$\omega_{\text{схемы}}$, ОТКЛ/ГОД	0,556*	0,137	0,136	0,133
$T_{\text{нар.отк.}}$, ГОД	1,79	7,29	7,35	7,51

* по теореме сложения вероятностей.

Вероятность появления одного из двух несовместных (независимых) событий равна сумме вероятностей этих событий

$$P(A + B) = P(A) + P(B). \quad (3.18)$$

В данном случае

$$\omega_{\text{схемы}} = \omega_1 + \omega_2 = 0,278 + 0,278 = 0,556 \text{ откл/год.}$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{схемы}}} = \frac{1}{0,556} = 1,79 \text{ года.}$$

Таким образом, результаты расчетов и данные таблицы 3.4 показывают, что первый вариант схемы с двумя однострансформаторными подстанциями без резервирования имеет наименьший ДСО, равный 7,75 года с учетом инфляции, равной 8,6% в год, при этом $\omega_{\text{схемы}} = 0,556$. Схема с резервированием на НН является оптимальной: с большим $T_{\text{нар.отк.}} = 7,29$ и ДСО_{инф.} в 8,52 года. При сравнении 3 и 4 вариантов схем (с резервированием на СН или с двойным резервированием: на СН и на НН) схема с двойным резервированием является более надежной: $\omega_{\text{схемы}} = 0,133$ и $T_{\text{нар.отк.}} = 7,51$, при этом срок ее окупаемости больше и составляет 8,81 года.

3.5 Выводы по главе

1. Доказано, что для повышения уровня надежности СЭС рекомендуется использование резервных перемычек на СН и НН, что увеличивает значение для исследуемых схем $T_{\text{нар.отк}}$ с 3,59 года (схема без резервирования) до 7,29 года (схема с резервной перемычкой на НН), 7,35 года (схема с резервной перемычкой на СН) и 7,51 года (схема с двойным резервированием).

2. Получены зависимости $T_{\text{нар.отк}}$ от $S_{\text{ТРном}}$ (от 25 до 2 500 кВА) для схем с различными способами резервирования, при различном числе $N_{\text{рт}}$. Установлено, что наиболее эффективным способом для исследуемых схем является применение двойного резервирования с $N_{\text{тр}} = 2$, при котором $T_{\text{нар.отк}}$ достигает максимальных значений. Результаты исследований показывают, что $T_{\text{нар.отк}}$ имеет максимальное значение (6,4 года) при номинальной мощности РТ $S_{\text{ном.тр.}} = 2 500$ кВА в схеме с двойным резервированием на СН и НН, наименьшее – в схеме без резервирования ($T_{\text{нар.отк.}} = 1,01$ год).

3. Разработаны зависимости $T_{\text{нар.отк}}$ от $S_{\text{ТРНОМ}} = 25 - 2\,500$ кВА для различных способов резервирования схем при изменении $P_{\text{нг}}$, при изменении $S_{\text{пр/пр}}$, а также при изменении $P_{\text{нг}}$ и $S_{\text{пр/пр}}$. Исследованы различные сочетания $N_{\text{РТ}}$ (от 1 до 5) и их $S_{\text{ТРНОМ}}$, $P_{\text{нг}}$ и $S_{\text{пр/пр}}$ и установлено, что:

- при увеличении $S_{\text{ТРНОМ}}$ с 25 до 2 500 кВА $T_{\text{нар.отк.}}$ увеличивается, например, для схемы без резервирования и мощности нагрузки $P_{\text{нг}} = 1,2 \cdot 10^3$ кВт – с 0,62 до 2,9 года;

- при увеличении $P_{\text{нг}}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт $T_{\text{нар.отк.}}$ уменьшается, например: для схемы без резервирования и $S_{\text{ТРНОМ}} = 250$ кВА с 2,48 до 2,03 года, а для $S_{\text{ТРНОМ}} = 1\,000$ кВА – с 2,90 до 2,78 года;

- при увеличении $S_{\text{пр/пр}}$ с 0,5 до 2 км² $T_{\text{нар.отк.}}$ уменьшается, например, для схемы без резервирования и $S_{\text{ТРНОМ}} = 250$ кВА с 2,98 до 1,8 года.

4. Полученные результаты показывают, что выбор оптимальной номинальной мощности РТ и установка резервных элементов являются основными факторами повышения надежности и эффективности эксплуатации оборудования схем СЭС.

5. Результаты расчетов срока окупаемости электрооборудования исследуемых схем показывают, что схема с резервированием на НН является оптимальной (со стоимостью капитальных вложений в оборудование схемы 5 000 тыс. руб; предполагаемым денежным потоком в 2 038 тыс. руб) – с ДСО, равным 8,52 года, с учетом $I_{\text{инф}}$, равным 8,6% в год. Для схемы с ТП без резервирования ДСО оборудования схемы составляет 7,75 года, $\omega_{\text{схемы}} = 0,556$. Капитальные вложения в оборудование схемы с двойным резервированием на СН и НН и Пр.д.п. пр/пр в 2 050 тыс. руб в год окупаются за 8,81 года. Данные выводы могут быть рекомендованы для использования при проектировании СЭС электротехнических комплексов, а также для технико-экономического обоснования выбора оптимальных схемных решений. В частности, результаты исследований позволяют не только повысить уровень надежности работы оборудования, но и обеспечить более эффективное использование ресурсов в процессе эксплуатации.

4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ В СРЕДЕ MATLAB / SIMULINK

4.1 Исследование допустимой длины кабельных резервных перемычек среднего и низкого напряжения между взаимно резервирующими трансформаторными подстанциями

Как известно, резервирование – это комплекс организационных и технических мер по введению избыточности в структуру системы для сохранения или быстрого восстановления её работоспособности [54-56]. Резервирование в электроснабжении – это комплекс мер, направленных на повышение надежности электропитания путем создания избыточности в системе [57-58]. Это означает наличие дополнительных источников, линий электропередач или оборудования, которые могут взять на себя нагрузку в случае выхода из строя основных элементов [59-60]. Различают постоянное резервирование и резервирование замещением [61]. Постоянное резервирование – резервирование, при котором резервный элемент функционирует наравне с основным. При этом, различие между основным и резервным элементами является условным. Резервирование замещением – резервирование, при котором резервный элемент вводится в работу только после отказа или вывода в планово-предупредительный ремонт основного элемента [106-108].

Определяющими моментами при резервировании элементов оборудования в системах электроснабжения являются:

- 1) Разделение нагрузок по категориям надежности (ПУЭ, гл. 1.2):
 - Категория I;
 - Категория II;
 - Категория III.
- 2) Глубина (эффективность) резервирования

Глубина резервирования – это характеристика, показывающая, какая часть системы или сколько её элементов имеют резервные компоненты для обеспечения отказоустойчивости [106-108]. Другими словами, это параметр проектирования, который определяет, насколько система устойчива к отказам своих компонентов. Выбор оптимальной глубины ($N+1$, $2N$ и т.д.) основывается на технико-экономическом обосновании, учитывающем увеличение нагрузки, допустимое время простоя и бюджет проекта:

- $N+1$: Резерв одного элемента на группу рабочих (трансформатор, генератор, КЛ);
- $2N$: Полное дублирование всей системы (две независимые цепи);
- $2(N+1)$: Комбинированный подход, обеспечивающий максимальную отказоустойчивость, включающий полное дублирование системы и резерв отдельных элементов.

Таким образом, эффективное резервирование источников питания в СЭС объектов представляет собой комплексную задачу, требующую системного подхода от этапа проектирования до ввода в эксплуатацию оборудования [109]. Современная стратегия заключается в переходе от простого дублирования элементов к созданию интеллектуальных, самовосстанавливающихся систем, основанных на диагностике и точной оценке надежности. Это позволяет достичь оптимального баланса между бесперебойностью производства и капитальными затратами на создание избыточной инфраструктуры [109].

Исследуем и определим допустимые длины резервных перемычек КЛ-10 кВ (КЛРП-10) и 0,4 кВ (КЛРП-0,4) для случая взаимного резервирования однотрансформаторных подстанций в зависимости от мощности трансформаторов 10/0,4 кВ объектов электроснабжения [106-108].

На рис. 3.1 приведена схема части СЭС с двойным резервированием: на 10 и на 0,4 кВ. Трансформаторы T_1 и T_2 питаются от двух независимых источников питания (ИП₁ и ИП₂ соответственно). В нормальном режиме

работы разъединители Р_{з3} и Р_{з4} находятся в разомкнутом положении. При повреждении какого-либо участка схемы на одной из линий происходит замыкание разъединителей Р_{з3} и Р_{з4}, прекращается питание всех потребителей, присоединенных к поврежденной линии. Резервирование потребителей 0,4 кВ осуществляется по резервной КЛ – Л₆ с установленными автоматическими выключателями АВ₃ и АВ₄.

В петлевой схеме электроснабжения питание подается по КЛ, образующим замкнутый контур. Данная топология обеспечивает наличие резервных путей передачи ЭЭ между источниками питания и потребителями, что способствует повышению надежности и устойчивости системы за счет возможности перенаправления токов при аварийных ситуациях, повреждениях или отключениях отдельных участков сети. Использование петлевых схем позволяет реализовать режимы автоматического переключения и резервирования, а также оптимизировать эксплуатационные параметры системы электроснабжения [106].

Определим потери напряжения в линиях 0,4 и 10 кВ

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}} \cdot L_{\text{доп.мах}} \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos\varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin\varphi), \quad (4.1)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток резервной линии, А;

$L_{\text{доп.мах}}$ – максимальная допустимая длина резервной линии, км, соответствующая допустимому значению потерь напряжения, равному 10% (ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 29322-2014);

$r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – активное и реактивное удельные сопротивления резервной линии, Ом/км;

$\cos\varphi$, $\sin\varphi$ соответствуют принятому $\text{tg}\varphi$.

Расчетный ток, протекающий по резервной перемычке, $I_{\text{расч}}$

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,8 \cdot S_{\text{ТРном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.2)$$

где $S_{\text{расч}}$ – полная расчетная мощность на участке сети, кВА;

0,8 – коэффициент загрузки трансформатора $K_{\text{зг.тр}} = 0,8$;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, равное 0,4 и 10 кВ.

Исследуем параметры надежности схемы (рис. 3.1) при изменении $S_{\text{ТРНОМ}}$ от 25 до 2 500 кВА. При этом, минимальную мощность $S_{\text{ТРНОМ}}$, обозначим как $S_{\text{ТРНОМ min}}$, соответствует 25 кВА, а максимальную – $S_{\text{ТРНОМ max}} = 2 500$ кВА.

Исходные данные для расчетов:

- $\cos\varphi = 0,92$;
- $K_{\text{зг.тр}} = 0,8$.

Питание потребителей осуществляется от трансформаторов T_1 и T_2 (рис. 3.1). Номинальный ток трансформатора $I_{\text{ТРНОМ}}$ 10/0,4 кВ рассчитывается для обмоток СН $I_{\text{ТРНОМ10}}$ и НН $I_{\text{ТРНОМ0,4}}$

$$I_{\text{ТРНОМ}} = \frac{S_{\text{ТРНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (4.3)$$

Для $S_{\text{ТРНОМ}}$ 10/0,4 кВ / 25 кВА

$$I_{\text{ТРНОМ10}} = \frac{S_{\text{ТРНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{ТРНОМ0,4}} = \frac{S_{\text{ТРНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 36,1 \text{ А}.$$

Допустимое сечение для четырехжильной КЛ марки АВВГ 0,4 кВ – 4х2,5 мм². Определим минимально допустимое сечение $S_{\text{доп.min}}$ для КЛРП-0,4 по условию допустимого нагрева длительно протекающим током.

Определим для КЛРП-0,4 – Л₆, соединяющей T_1 и T_2 , (рис. 3.1), $I_{\text{расч}}$, соответствующий $S_{\text{НОМ.тр.min}}$ и $S_{\text{НОМ.тр.max}}$

$$I_{\text{расч min}} = \frac{0,8 \cdot S_{\text{ТРНОМ min}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,8 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 28,87 \text{ А}$$

$$I_{\text{расч max}} = \frac{0,8 \cdot S_{\text{ТРНОМ max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,8 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2886,75 \text{ А}$$

Предварительно выбираем КЛРП-0,4 марки АВВГ 4х4, $I_{\text{доп}} = 38$ А. Способ прокладки – в земле.

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{расч}}, \quad (4.4)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток КЛ, А;

$$38 \text{ А} > 28,87 \text{ А}.$$

Определим для КЛРП-10 – Л₅ – минимальный и максимальный расчетный ток, соответствующий $S_{\text{ТРНОМ min}}$ и $S_{\text{ТРНОМ max}}$

$$I_{\text{расч}_{min}} = \frac{0,8 \cdot S_{\text{ТРНОМ}_{min}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,8 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,15 \text{ А}$$
$$I_{\text{расч}_{max}} = \frac{0,8 \cdot S_{\text{ТРНОМ}_{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{0,8 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10} = 115,47 \text{ А}$$

Предварительно выбираем трехжильный кабель ААШв 3х16, $I_{\text{доп}} = 46 \text{ А}$.

Способ прокладки – в блоках [25].

По (4.4):

$$46 \text{ А} > 1,15 \text{ А}.$$

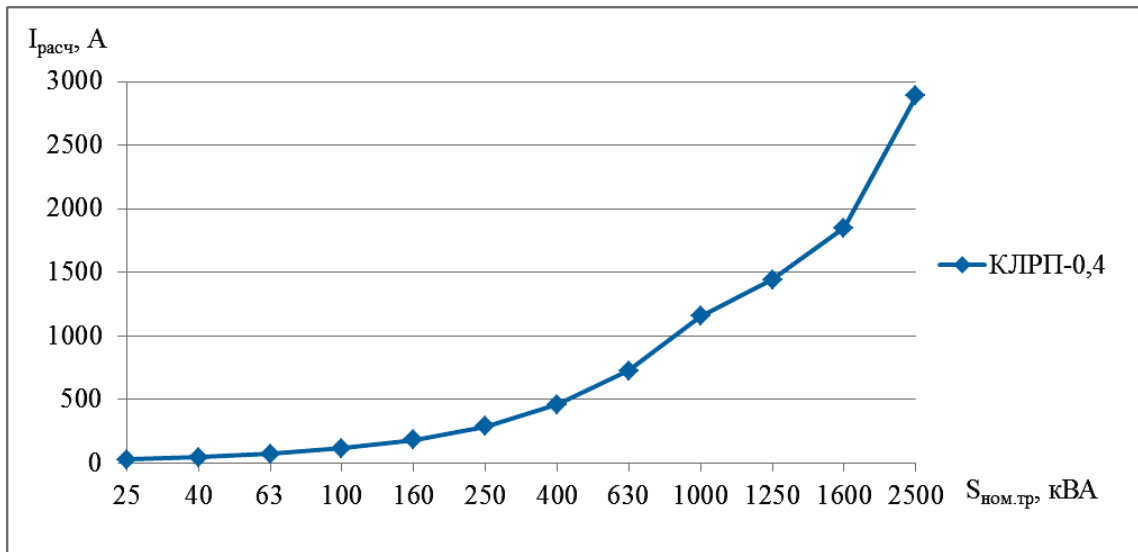
Результаты расчетов показаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчетов параметров КЛРП-10 и КЛРП-0,4

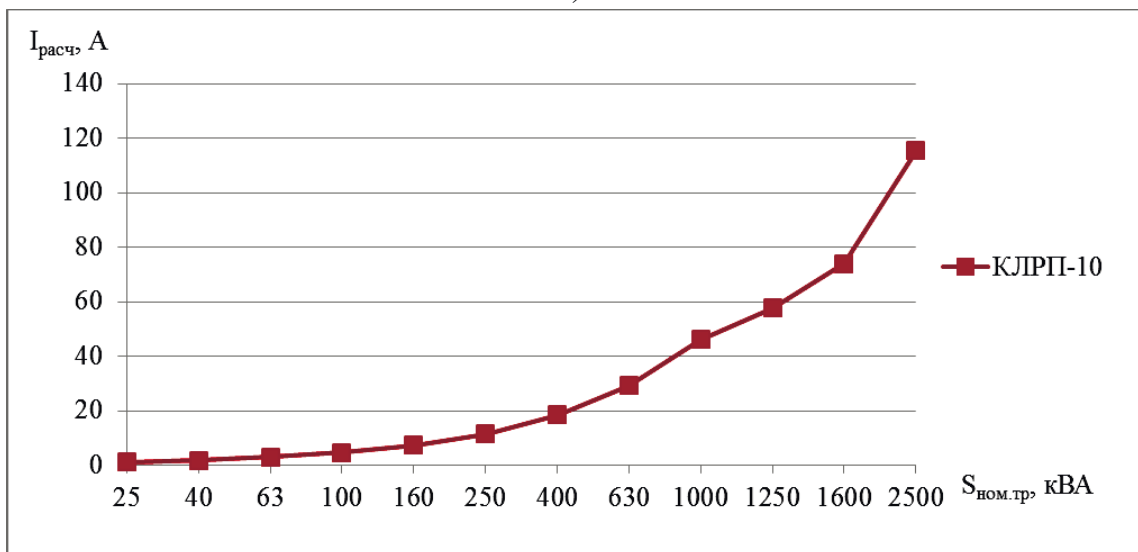
$S_{ТРНОМ}$, кВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	1250	1600	2500
$I_{ТРНОМ10}$, А	1,4	2,3	3,6	5,8	9,2	14,4	23,1	36,4	57,7	72,2	92,4	144,3
$I_{ТРНОМ0,4}$, А	36,1	57,7	90,9	144,3	230,9	360,8	577,4	909,3	1443,4	1804,2	2309,4	3608,4
Для КЛРП-0,4												
АВВГ-0,4 кВ, «ЭКСПЕРТ-КАБЕЛЬ», г. Орел, Москва, Екатеринбург												
$I_{расч}$, А	28,87	46,19	72,75	115,47	184,75	288,68	461,88	727,46	1154,70	1443,38	1847,52	2886,75
$I_{доп}$, А	38	70	90	140	210	295	255	385	385	385*	385*	385*
$S_{доп.min}$, мм ²	4	10	16	35	70	120	95	185	185	185	185	185
Кол-во КЛРП-0,4	1						2			3		
Для КЛРП-10												
ААШВ-10кВ, ГК «РузКабель», г. Подольск												
$I_{расч}$, А	1,15	1,85	2,91	4,62	7,39	11,55	18,48	29,10	46,19	57,74	73,90	115,47
$I_{доп}$, А	46	46	46	46	46	46	46	46	65	65	80	130
$S_{доп.min}$, мм ²	16	16	16	16	16	16	16	16	25	25	35	70
Кол-во КЛРП-10	1											

*с условием отключения потребителей III категории (20% от общего числа потребителей).

На рисунке 4.1 приведены графические зависимости $I_{расч}$ от $S_{ном.тр}$ КЛРП-10 и КЛРП-0,4 при $K_{зг.тр} = 0,8$.



а)



б)

Рисунок 4.1 – Графические зависимости $I_{расч}$ от $S_{ТРном}$ а) КЛРП-0,4

б) КЛРП-10 при $K_{зг тр} = 0,8$

На рисунке 4.2 приведены графические зависимости $S_{доп.min}$, мм², КЛРП-10 и КЛРП-0,4 от $S_{ном.тр}$.

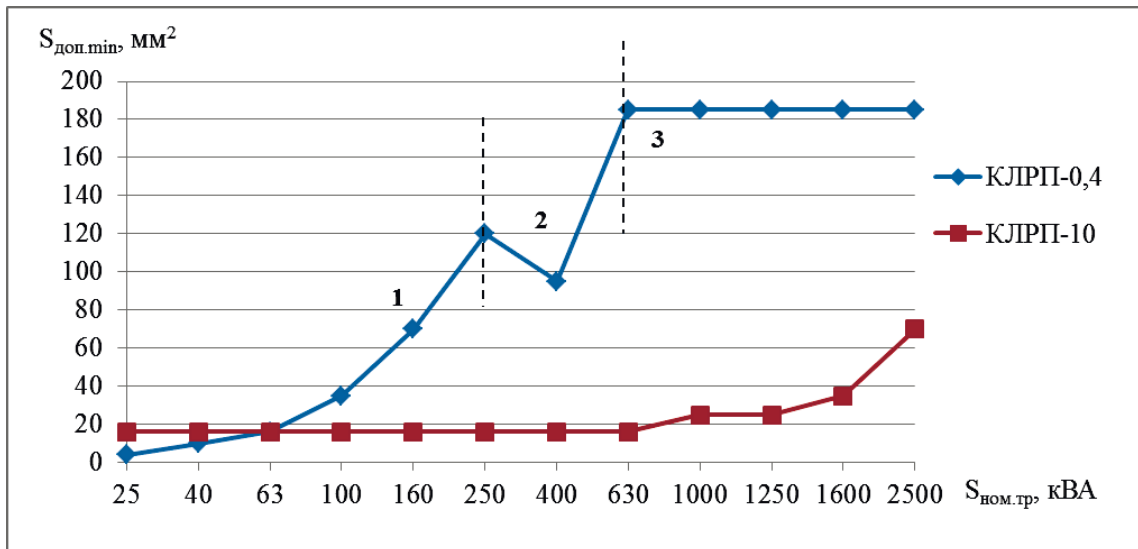


Рисунок 4.2 – Графические зависимости $S_{доп.мин}$ КЛРП-10 и КЛРП-0,4 от $S_{ТРНОМ}$ при $K_{з.тр} = 0,8$ и количества КЛРП-0,4

На рисунке 4.2 при установке трансформаторов $S_{ТРНОМ} = 25 - 250$ кВА в КЛРП-0,4 применяется 1 кабель, при $S_{ТРНОМ} = 400$ и 630 кВА – 2 кабеля, а при $S_{ТРНОМ} = 1\ 000$ кВА и выше – 3 кабеля.

Условие выбора сечения КЛ по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{доп} > \Delta U, \quad (4.5)$$

где $\Delta U_{доп}$ – допустимые потери напряжения, %;

ΔU – фактические потери напряжения, %.

Определим максимально допустимую длину резервной линии $L_{доп.мах}$, км из (4.1)

$$L_{доп.мах} = \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot (r_{уд} \cdot \cos\varphi + x_{уд} \cdot \sin\varphi)}, \quad (4.6)$$

где $\sin\varphi = 0,39$ в соответствии с $\cos\varphi = 0,92$.

В таблице 4.2 приведены значения удельных активных и индуктивных сопротивлений КЛРП-0,4 и КЛРП-10.

Таблица 4.2 – Удельные сопротивления КЛРП-0,4 и КЛРП-10

Марка, U _{ном}	АВВГ, 0,4 кВ		ААШВ, 10 кВ	
	г ₀ алюминиевых жил, Ом/км	х ₀ алюминиевы х жил, Ом/км	г ₀ алюминиевых жил, Ом/км	х ₀ алюминиевых жил, Ом/км
4	7,74	0,095	–	–
6	5,17	0,09	–	–
10	3,1	0,073	–	–
16	1,94	0,0675	1,94	0,113
25	1,24	0,0662	1,24	0,099
35	0,89	0,0637	0,89	0,095
50	0,62	0,0625	0,62	0,09
70	0,443	0,0612	0,443	0,086
95	0,326	0,0602	0,326	0,083
120	0,258	0,0602	0,258	0,081
150	0,206	0,0596	0,206	0,079
185	0,167	0,0596	0,167	0,077
240	0,129	0,0587	0,129	0,075

Как правило, трансформаторы с $S_{\text{ном.тр}} \leq 250$ кВА не используются для взаимного резервирования.

Для КЛРП-0,4 кВ, $S_{\text{ном.тр}} = 400$ кВА и 2 КЛ в резервной перемычке

$$L_{\text{доп}} = \frac{0,4 \cdot 10\%}{\sqrt{3} \cdot \frac{461,88}{2 \cdot 1000} \cdot (0,326 \cdot 0,92 + 0,0602 \cdot \sqrt{(1-0,92^2)})} = 0,309 \text{ км}$$

Для КЛРП-10 кВ, $S_{\text{ном.тр}} = 400$ кВА

$$L_{\text{доп}} = \frac{10 \cdot 10\%}{\sqrt{3} \cdot \frac{18,48}{1000} \cdot (1,94 \cdot 0,92 + 0,113 \cdot \sqrt{(1-0,92^2)})} = 17,085 \text{ км}$$

В таблице 4.3 приведены результаты расчетов $L_{\text{доп.мах}}$, км, КЛРП-0,4 и КЛРП-10 в зависимости от $S_{\text{трном}}$, кВА.

Таблица 4.3 – Результаты расчетов $L_{\text{доп.мах}}$ для КЛРП-0,4 и КЛРП-10

$S_{\text{ТРНОМ}}$, кВА	400	630	1000	1250	1600	2500
Для КЛРП-0,4						
$L_{\text{доп.мах}}$, км	0,309	0,196	0,185	0,148	0,116	0,074
Для КЛРП-10						
$L_{\text{доп.мах}}$, км	17,085	10,848	10,597	8,477	9,126	11,572

Департаментом технического развития (ДТР) ОАО «МРСК Центра» № 15 от 27.01.2010 г. установлены максимальные длины воздушных линий (ВЛ) и КЛ, а также требования к их резервированию. Так, например, для ВЛ и КЛ 10 кВ – 10/20 км в зависимости от плотности населения районов, для КЛ-0,4 кВ – не более 0,5 км и не более 2 км суммарной длины ВЛ-0,4 кВ. Результаты расчетов $L_{\text{доп.мах}}$ (табл. 4.3) соответствуют и уточняют данные требования.

4.2 Исследование допустимой длины воздушных линий резервных перемычек среднего напряжения между взаимно резервирующими трансформаторными подстанциями

Далее определим максимальные допустимые длины резервных перемычек 10 кВ, выполненных воздушными линиями (ВЛ) – ВЛРП-10. Предварительно выбираем ВЛ марки АС 16/2,7 $S_{\text{доп.мин}} = 16 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 105 \text{ А}$.

По (4.4)

$$105 \text{ А} > 18,48 \text{ А}.$$

Для ВЛРП-10, $S_{\text{ТРНОМ}} = 400 \text{ кВА}$ по (4.6)

$$L_{\text{доп.мах}} = \frac{10 \cdot 10\%}{\sqrt{3} \cdot \frac{18,48}{1000} \cdot (1,8 \cdot 0,92 + 0,0442 \cdot \sqrt{(1-0,92^2)})} = 18,675 \text{ км}.$$

Для ВЛРП-10, $S_{\text{ТРНОМ}} = 2500 \text{ кВА}$ по (4.6)

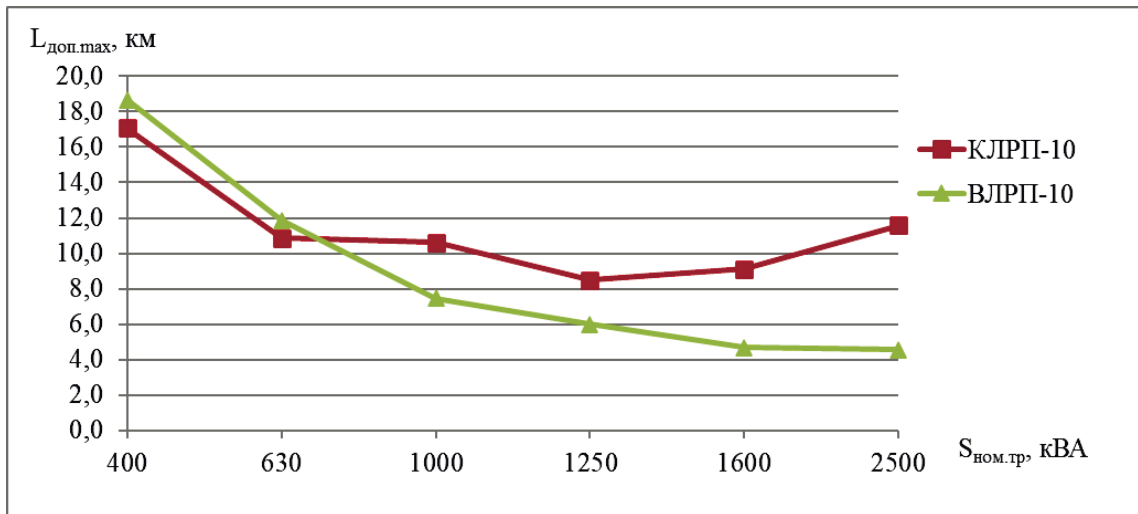
$$L_{\text{доп.мах}} = \frac{10 \cdot 10\%}{\sqrt{3} \cdot \frac{115,47}{1000} \cdot (1,176 \cdot 0,92 + 0,0442 \cdot \sqrt{(1-0,92^2)})} = 4,549 \text{ км}.$$

Результаты расчетов параметров ВЛРП-10 приведены в таблице 4.4.

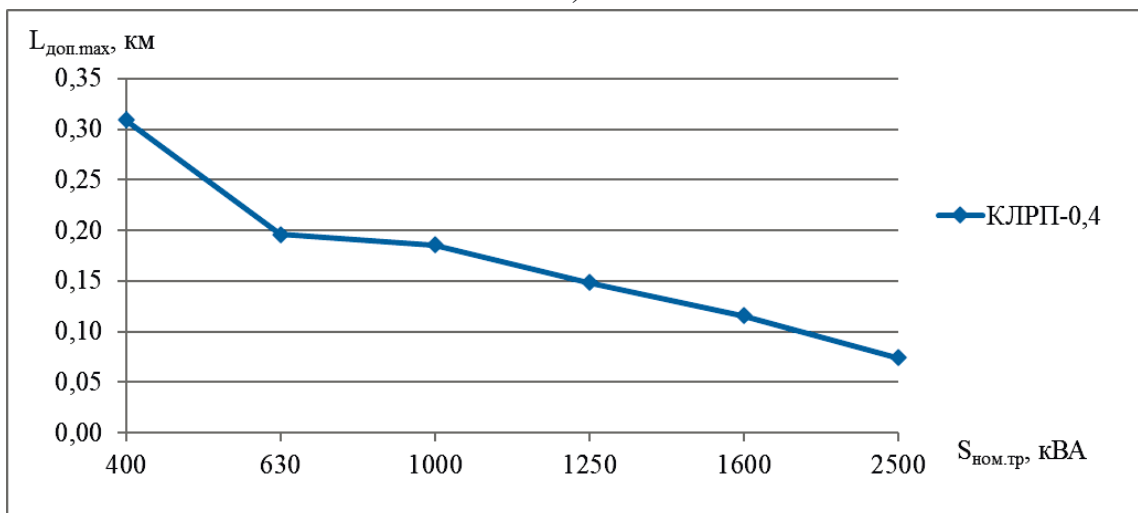
Таблица 4.4 – Результаты расчетов параметров ВЛРП-10

$S_{\text{ТРНОМ}}$, кВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	1250	1600	2500
Для ВЛРП-10												
Марка АС, ООО «Электропоставщик», г. Москва												
$I_{\text{расч}}$, А	1,15	1,85	2,91	4,62	7,39	11,55	18,48	29,10	46,19	57,74	73,90	115,47
$I_{\text{доп}}$, А	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	105	136
$S_{\text{доп.min}}$, мм ²	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	25
Кол-во ВЛРП-10	1											
r_0 , Ом/км	1,800											1,176
x_0 , Ом/км	0,0442											
$L_{\text{доп.max}}$, км	-	-	-	-	-	-	18,675	11,857	7,470	5,976	4,669	4,549

Графические зависимости $L_{\text{доп.мах}}$, км, КЛРП-10 и КЛРП-0,4, а также ВЛРП-10 от $S_{\text{ТРНОМ}}$, кВА приведены на рисунке 4.3.



а)



б)

Рисунок 4.3 – Графические зависимости $L_{\text{доп.мах}}$, км, а) КЛРП-10, ВЛРП-10 и б) КЛРП-0,4 от $S_{\text{ТРНОМ}} = 400 - 2500$ кВА при $K_{\text{зг.тр}} = 0,8$

Вид графиков $L_{\text{доп.мах}}$, км для КЛРП-10 и КЛРП-0,4 (рисунок 4.3а, б) объясняется нелинейным уменьшением r_0 , x_0 в знаменателе формулы (4.6) при увеличении $S_{\text{доп.мин}}$, мм² и, при этом, нелинейным увеличением $I_{\text{расч}}$. Графические зависимости на рисунке 4.3 показывают, что при увеличении $S_{\text{ТРНОМ}}$ с 400 до 2500 кВА, $L_{\text{доп.мах}}$ уменьшается в 4,18 раза: с 0,309 до 0,074 км – для КЛРП-0,4. $L_{\text{доп.мах}}$ уменьшается с 17,085 до 8,477 км, затем увеличивается

до значения 11,572 км – для КЛРП-10, что объясняется увеличением $S_{\text{доп.мин}}$ с 16 до 70 мм² и, соответственно, нелинейным уменьшением r_0 , x_0 , при увеличении $I_{\text{расч}}$ с 18,48 до 115,47 А. Для ВЛРП-10 $L_{\text{доп.мак}}$ уменьшается в 4,1 раза: с 18,675 до 4,549 км, что объясняется увеличением $S_{\text{доп.мин}}$ с 16 до 25 мм² при увеличении $I_{\text{расч}}$ с 18,48 до 115,47 А.

4.3 Исследование параметров надежности схемы электроснабжения для двух однострансформаторных подстанций с взаимным резервированием на НН (с резервной перемычкой 0,4 кВ) и мощностью трансформаторов 1600 кВА

Рассчитаем параметры надежности схемы с двумя однострансформаторными подстанциями и мощностью трансформаторов $S_{\text{Трном}} = 1600$ кВА с взаимным резервированием на НН при изменении длины КЛРП-0,4 с 10 до $L_{\text{доп.мак}} = 116$ м (по табл. 4.3) с шагом 10 м.

Для КЛРП-0,4 $L = 10$ м:

$$\omega_{\text{рез/пер } 0,4\text{кВ}} = \frac{0,013 \cdot 10}{100} = 0,001 \text{ откл/год,}$$

где 0,013 – ω КЛ-0,4, способ прокладки – в туннеле, на 100 м.

После преобразования последовательных и параллельных элементов схемы (рис. 3.3) определяется $\omega_{\text{схемы}}$. Подробный расчет $\omega_{\text{схемы}}$ приведен в п. 3.1.2.

$$\omega_{\text{схемы}} = 0,044 \text{ откл/год,}$$

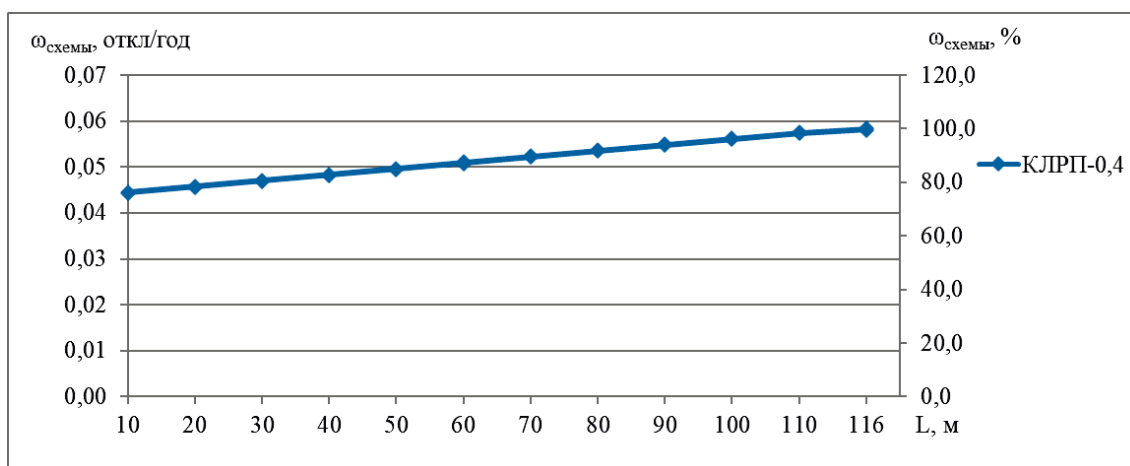
$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{схемы}}} = \frac{1}{0,044} = 22,6 \text{ года.}$$

В таблице 4.5 приведены параметры надежности схемы при изменении длины КЛРП-0,4.

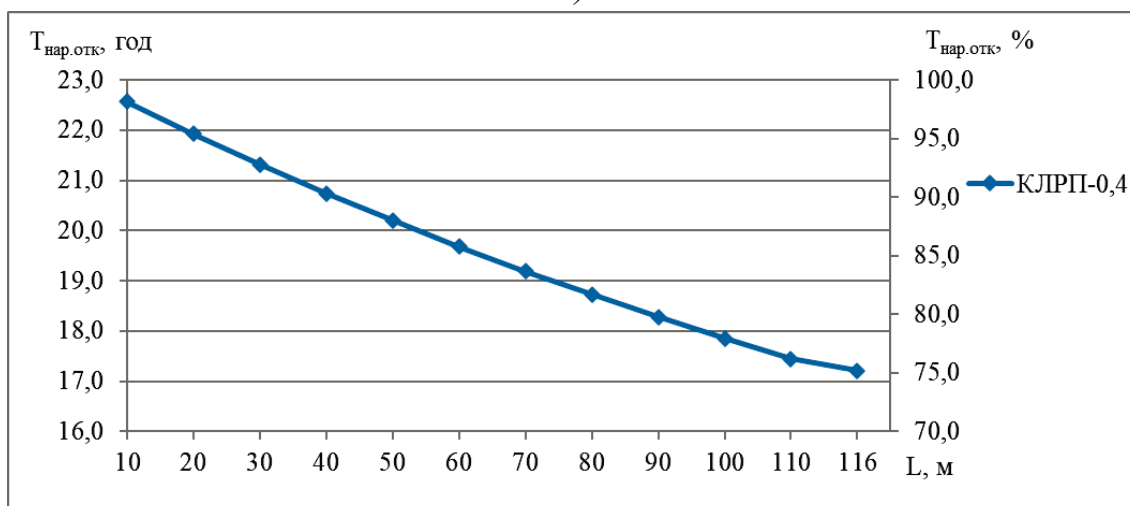
Таблица 4.5 – Результаты расчетов параметров надежности схемы с взаимным резервированием на НН при изменении длины КЛРП-0,4

Изменение L КЛРП-0,4 с 10 до 116 м												
L КЛРП-0,4, м	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	116
$\omega_{рез/пер\ 0,4кВ,}$ откл/ГОД	0,001	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008	0,009	0,010	0,012	0,013	0,014	0,015
$\omega_{схемы,}$ ОТКЛ/ГОД	0,044	0,046	0,047	0,048	0,050	0,051	0,052	0,053	0,055	0,056	0,057	0,058
$T_{нар.отк,}$ ГОД	22,6	21,9	21,3	20,7	20,2	19,7	19,2	18,7	18,3	17,9	17,5	17,2

На рисунке 4.4 приведены графические зависимости $\omega_{схемы}$ и $T_{нар.отк}$ от L, м, при изменении длины КЛРП-0,4.



а)



б)

Рисунок 4.4 – Графические зависимости а) $\omega_{схемы}$ и б) $T_{нар.отк}$ от длины КЛРП-0,4

Графические зависимости на рисунке 4.4 показывают, что при увеличении L КЛРП-0,4 с 10 до 116 м $\omega_{\text{схемы}}$ увеличивается с 0,044 до 0,058 откл/год, и, соответственно, $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается с 22,6 до 17,2 года (на 23,7 %).

4.4 Исследование параметров надежности схемы электроснабжения для двух однострансформаторных подстанций с резервной перемычкой на СН, без резервирования на НН и мощностью трансформаторов 1600 кВА

Рассчитаем параметры надежности схемы с двумя однострансформаторными подстанциями и мощностью трансформаторов $S_{\text{Трном}}=1600$ кВА и резервной перемычкой 10 кВ, без резервирования на НН при изменении следующих параметров:

- 1) изменение длины КЛРП-10 с 1000 до $L_{\text{доп.мах}} = 9126$ м (по табл. 4.3) с шагом 1000 м;
- 2) изменение длины ВЛРП-10 с 1000 до $L_{\text{доп.мах}} = 4669$ м (по табл. 4.4) с шагом 1000 м.

Для КЛРП-10 $L = 1000$ м

$$\omega_{\text{рез/пер 10кВ}} = \frac{1,3 \cdot 1000}{100 \cdot 1000} = 0,013 \text{ откл/год,}$$

где 1,3 – ω КЛ-10, способ прокладки – в туннеле, на 100 км.

После преобразования последовательных и параллельных элементов схемы (рис. 3.4) определяется $\omega_{\text{схемы}}$. Подробный расчет $\omega_{\text{схемы}}$ приведен в п. 3.1.3.

$$\omega_{\text{схемы}} = 0,055 \text{ откл/год,}$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{схемы}}} = \frac{1}{0,055} = 18,2 \text{ года.}$$

В таблицах 4.6-4.7 приведены результаты расчетов параметров надежности схемы при изменении длин КЛРП-10 и ВЛРП-10 соответственно.

Таблица 4.6 – Результаты расчетов параметров надежности при изменении длины КЛРП-10

Изменение длины КЛРП-10 с 1000 до 9126 м										
L КЛРП-10, м	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	9126
Орез/пер 10кВ, ОТКЛ/ГОД	0,013	0,026	0,039	0,052	0,065	0,078	0,091	0,104	0,117	0,119
$\omega_{\text{схемы}}$, ОТКЛ/ГОД	0,055	0,068	0,081	0,094	0,107	0,12	0,133	0,146	0,159	0,161
$T_{\text{нар.отк}}$, ГОД	18,2	14,7	12,3	10,6	9,3	8,3	7,5	6,8	6,3	6,2

Таблица 4.7 – Результаты расчетов параметров надежности при изменении длины ВЛРП-10

Изменение длины ВЛРП-10 с 1000 до 4669 м					
L ВЛРП-10, м	1000	2000	3000	4000	4669
Орез/пер 10кВ, ОТКЛ/ГОД	0,020	0,040	0,060	0,080	0,093
$\omega_{\text{схемы}}$, ОТКЛ/ГОД	0,062	0,082	0,102	0,122	0,135
$T_{\text{нар.отк}}$, ГОД	16,1	12,2	9,8	8,2	7,4

На рисунке 4.5 приведены графические зависимости а) $\omega_{\text{схемы}}$ и б) $T_{\text{нар.отк}}$ от L, м, КЛРП-10 и ВЛРП-10.

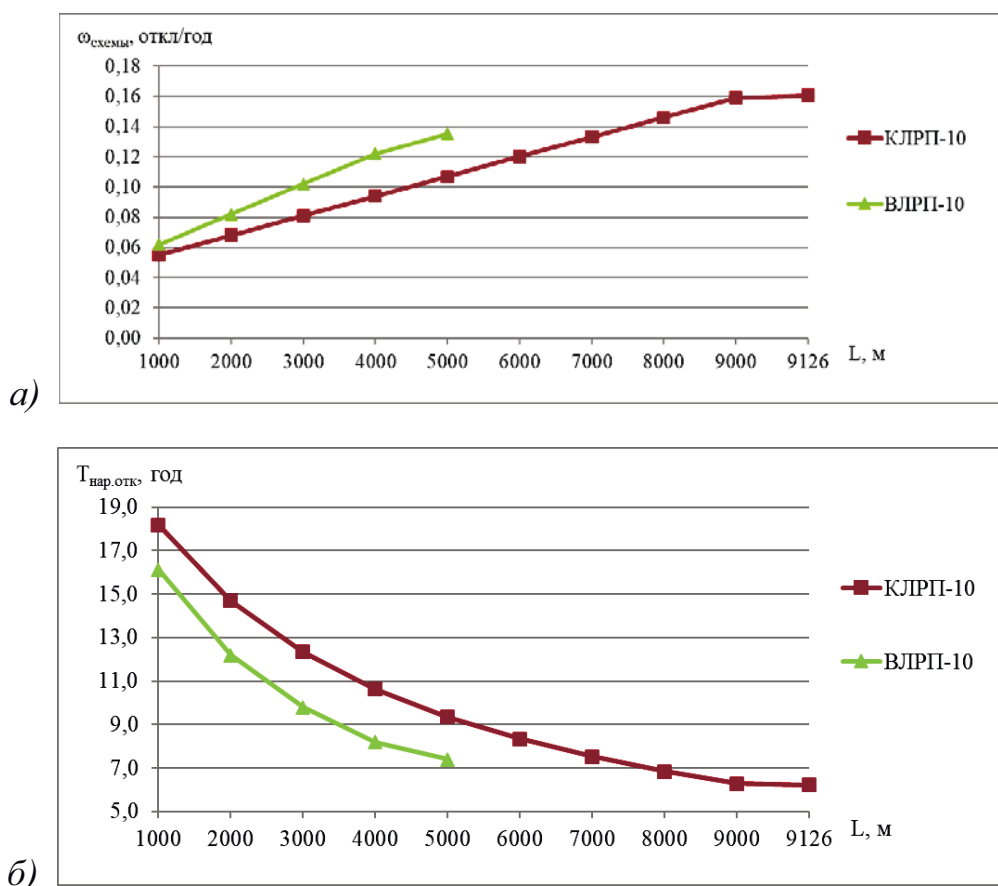


Рисунок 4.5 – Графические зависимости а) $\omega_{\text{схемы}}$ и б) $T_{\text{нар.отк}}$ от L, м, КЛРП-10 и ВЛРП-10

Графические зависимости на рисунке 4.5 показывают, что при увеличении L КЛРП-10 с 1000 до 9126 м $\omega_{\text{схемы}}$ увеличивается с 0,055 до 0,161 откл/год, и, соответственно, $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается с 18,2 до 6,2 года (на 65,9 %). При увеличении L ВЛРП-10 с 1000 до 4669 м, $\omega_{\text{схемы}}$ увеличивается с 0,062 до 0,135 откл/год, и, соответственно, $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается с 16,1 до 7,4 года (на 54 %).

4.5 Исследование параметров надежности схемы электроснабжения с двойным резервированием и мощностью трансформаторов 1600 кВА

Рассчитаем параметры надежности схемы с двойным резервированием (рис. 3.1) при изменении следующих параметров:

1. Изменение длины КЛРП-10 – с 1000 до $L_{\text{доп.мах}} = 9126$ м (по табл. 4.3) с шагом 1000 м, при постоянной длине КЛРП-0,4, равной 116 м;
2. Изменение длины ВЛРП-10 – с 1000 до $L_{\text{доп.мах}} = 4669$ м (по табл. 4.4) с шагом 1000 м, при постоянной длине КЛРП-0,4 = 116 м;
3. Изменение длины КЛРП-0,4 с 10 до $L_{\text{доп.мах}} = 116$ м (по табл. 4.3) с шагом 10 м, при постоянной длине КЛРП-10 = 9126 м.

Для КЛРП-10 кВ, $L = 1000$ м

$$\omega_{\text{рез/пер 10кВ}} = \frac{1,3 \cdot 1000}{100 \cdot 1000} = 0,013 \text{ откл/год,}$$

где 1,3 – ω для КЛРП-10, с прокладкой в туннеле, на 100 км.

$$\omega_{\text{рез/пер 0,4кВ}} = \frac{0,013 \cdot 116}{100} = 0,015 \text{ откл/год,}$$

где 0,013 – ω для КЛРП-0,4, с прокладкой в туннеле, на 100 м.

После преобразования последовательных и параллельных элементов схемы (рис. 3.5) определяется $\omega_{\text{схемы}}$. Расчет $\omega_{\text{схемы}}$ приведен в п. 3.1.4.

$$\omega_{\text{схемы}} = 0,067 \text{ откл/год,}$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{схемы}}} = \frac{1}{0,067} = 14,9 \text{ года.}$$

В таблицах 4.8-4.10 приведены параметры надежности схем при изменении длины КЛРП-10, ВЛРП-10 и КЛРП-0,4.

Таблица 4.8 – Результаты расчетов параметров надежности схемы с двойным резервированием при изменении длины КЛРП-10

Изменение длины КЛРП-10, L КЛРП-0,4 = 116 м										
L КЛРП-10, м	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	9126
$\omega_{рез/пер\ 10кВ}$, ОТКЛ/ГОД	0,013	0,026	0,039	0,052	0,065	0,078	0,091	0,104	0,117	0,119
$\omega_{рез/пер\ 0,4кВ}$, ОТКЛ/ГОД	0,015									
$\omega_{схемы}$, ОТКЛ/ГОД	0,067	0,080	0,093	0,106	0,119	0,132	0,145	0,158	0,171	0,173
$T_{нар.отк}$, ГОД	14,9	12,5	10,7	9,4	8,4	7,6	6,9	6,3	5,8	5,8

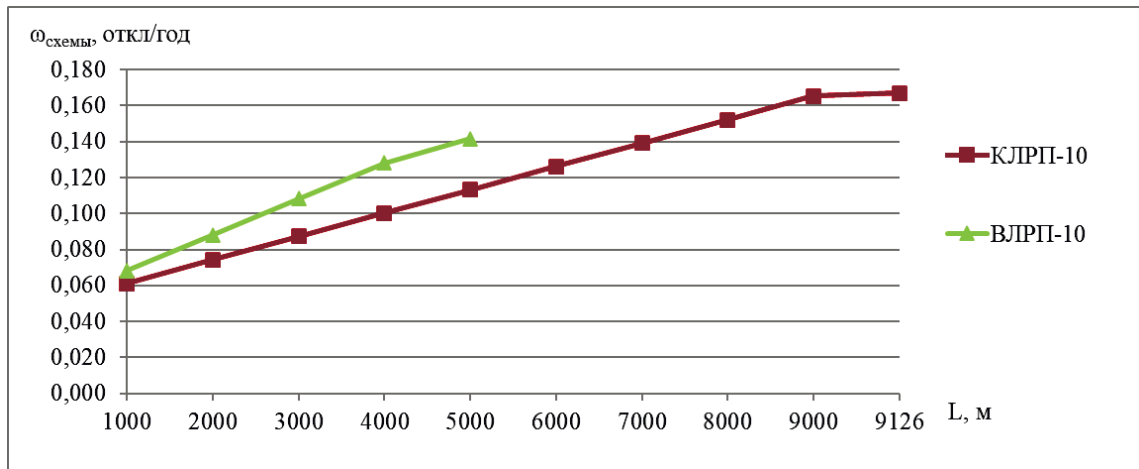
Таблица 4.9 – Результаты расчетов параметров надежности схемы с двойным резервированием при изменении длины ВЛРП-10

Изменение длины ВЛРП-10 кВ, L КЛРП-0,4 = 116 м					
L ВЛРП-10, м	1000	2000	3000	4000	4669
$\omega_{рез/пер\ 10кВ}$, ОТКЛ/ГОД	0,020	0,040	0,060	0,080	0,093
$\omega_{рез/пер\ 0,4кВ}$, ОТКЛ/ГОД	0,015				
$\omega_{схемы}$, ОТКЛ/ГОД	0,074	0,094	0,114	0,134	0,147
$T_{нар.отк}$, ГОД	13,5	10,6	8,8	7,5	6,8

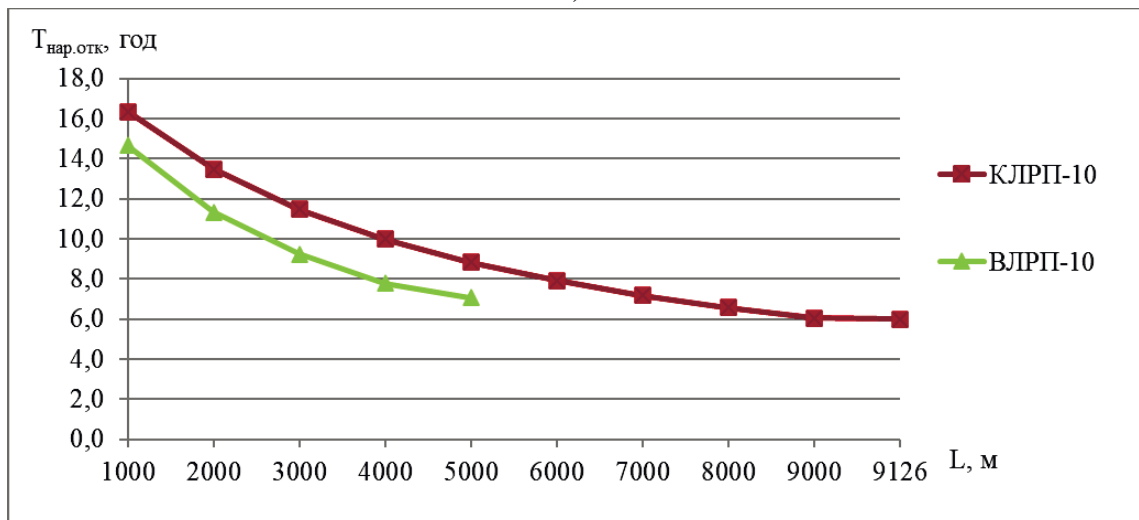
Таблица 4.10 – Результаты расчетов параметров надежности схемы с двойным резервированием при изменении длины КЛРП-0,4

Изменение длины КЛРП-0,4, L КЛРП-10 = 9126 м												
L КЛРП-0,4, м	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	116
$\omega_{рез/пер 10кВ}$, ОТКЛ/ГОД	0,119											
$\omega_{рез/пер 0,4кВ}$, ОТКЛ/ГОД	0,001	0,003	0,004	0,005	0,007	0,008	0,009	0,010	0,012	0,013	0,014	0,015
$\omega_{схемы}$, ОТКЛ/ГОД	0,159	0,160	0,162	0,163	0,164	0,165	0,167	0,168	0,169	0,171	0,172	0,173
$T_{нар.отк}$, ГОД	6,3	6,2	6,2	6,1	6,1	6,0	6,0	6,0	5,9	5,9	5,8	5,8

На рисунке 4.6 приведены графические зависимости $\omega_{\text{схемы}}$ и $T_{\text{нар.отк}}$ от L , м, при изменении длины КЛРП-10 и ВЛРП-10.



а)

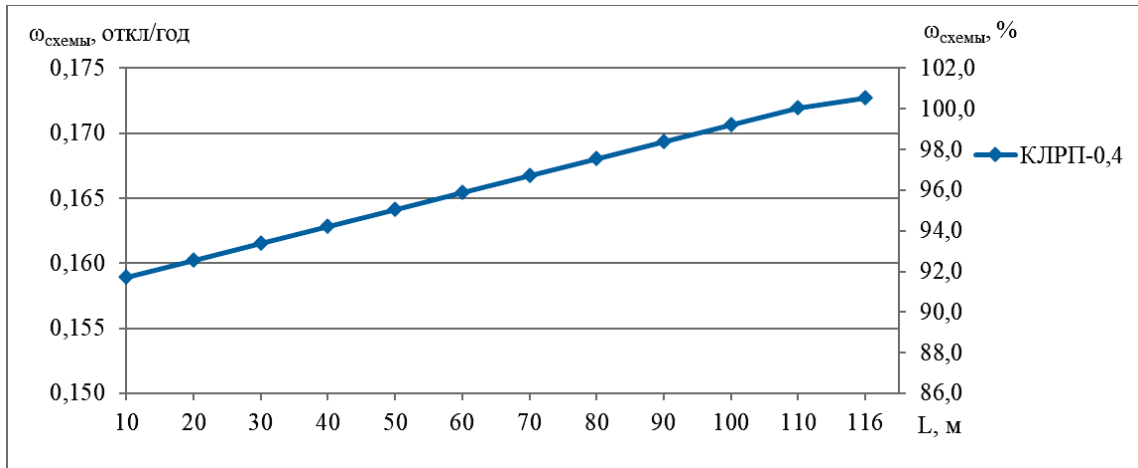


б)

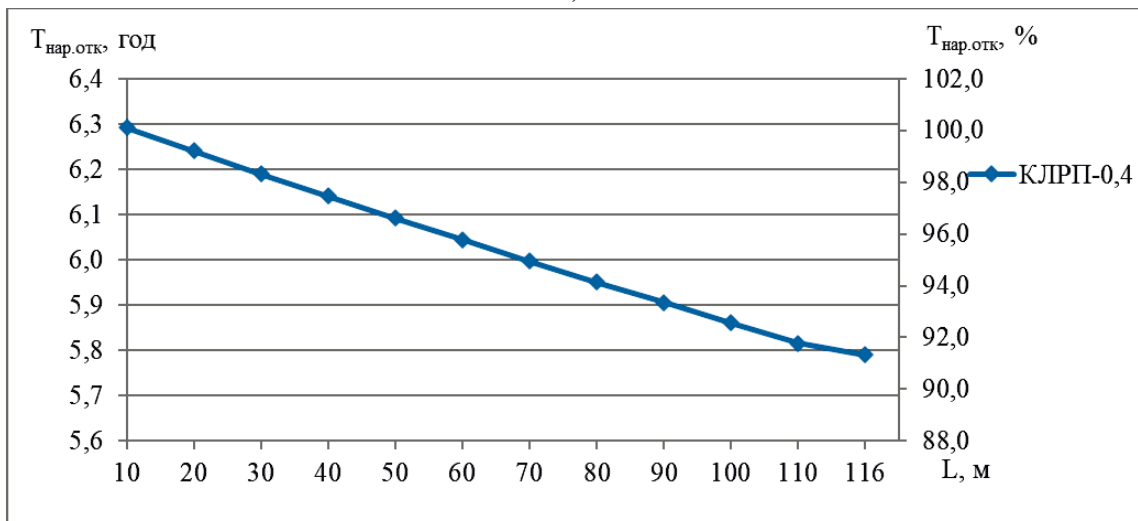
Рисунок 4.6 – Графические зависимости а) $\omega_{\text{схемы}}$ и б) $T_{\text{нар.отк}}$ от L , м, КЛРП-10 и ВЛРП-10

Графические зависимости на рисунке 4.6 показывают, что при увеличении L КЛРП-10 с 1000 до 9126 м $\omega_{\text{схемы}}$ увеличивается с 0,067 до 0,173 откл/год, и, соответственно, $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается с 14,9 до 5,8 года (на 61 %). При увеличении L ВЛРП-10 с 1000 до 4669 м $\omega_{\text{схемы}}$ увеличивается с 0,074 до 0,147 откл/год, и, соответственно, $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается с 13,5 до 6,8 года (на 49,6 %).

На рисунке 4.7 приведены графические зависимости $\omega_{\text{схемы}}$ и $T_{\text{нар.отк}}$ от L , м, при изменении длины КЛРП-0,4 и при постоянной длине КЛРП-10 = 91 м.



а)



б)

Рисунок 4.7 – Графические зависимости а) $\omega_{\text{схемы}}$ и б) $T_{\text{нар.отк}}$ от L , м, КЛРП-0,4

Графические зависимости на рисунке 4.7 показывают, что при увеличении L КЛРП-0,4 с 10 до 116 м, $\omega_{\text{схемы}}$ увеличивается с 0,159 до 0,173 откл/год, и, соответственно, $T_{\text{нар.отк}}$ уменьшается с 6,3 до 5,8 года (на 8 %).

4.6 Моделирование параметров надежности схем электроснабжения объектов в среде Matlab / Simulink

4.6.1 Постановка задачи моделирования

Современные СЭС пр/пр, объектов городской и агропромышленной инфраструктуры являются составными частями сложных электротехнических комплексов [62-64]. Их бесперебойная и качественная работа является основным фактором экономической и технологической безопасности. Поэтому точная оценка показателей надежности таких систем является важным условием как на этапе проектирования, так и в процессе эксплуатации [65-67].

Классические методы оценки надежности, основанные на анализе структурных схем, составлении систем дифференциальных уравнений Маркова или методе статистических испытаний (Монте-Карло), обладают рядом существенных ограничений. Аналитические методы при всей своей строгости становятся чрезвычайно громоздкими для сложных разветвленных схем с восстановлением, требуя значительных упрощающих допущений. Прямая реализация метода Монте-Карло при помощи универсальных языков программирования, в свою очередь, часто лишена наглядности и требует больших вычислительных ресурсов для достижения приемлемой точности, особенно для анализа редких событий, а именно, отказов электрооборудования [68-69].

Особую сложность представляет задача исследования чувствительности показателей надежности к изменению технических параметров элементов системы [70]. К таким параметрам относятся: λ , $T_{\text{нар.отк}}$, P и Q , длительность технического обслуживания и плановых ремонтов, уровень нагрузки на оборудование, параметры резервирования. Традиционные методы требуют проведения множества трудоемких расчетов при огромном количестве различных значений входных данных, что является трудоемким процессом [71].

Развитие инженерного моделирования открывает новые возможности для решения указанных задач. Matlab / Simulink является одним из инструментов для решения научных и инженерных задач, который позволяет использовать технический вычислительный потенциал для построения алгоритмов расчета параметров сложных взаимосвязанных систем. При этом преимуществами для расчета параметров надежности являются:

- блочно-иерархический принцип построения моделей,
- генератор случайных чисел для имитации отказов,
- встроенные библиотеки для анализа данных и визуализации результатов,
- возможность создания интерактивных интерфейсов для исследования влияния параметров.

Целью исследования является разработка методики и создание модели в среде Matlab / Simulink для комплексной оценки параметров надежности СЭС и анализа их изменения при вариациях технико-эксплуатационных характеристик элементов.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Провести анализ типовых СЭС с использованием различных видов резервирования;
2. Разработать алгоритм выполнения расчетов для исследуемых СЭС;
3. Разработать в программной среде Matlab / Simulink алгоритмы расчета следующих показателей надежности: $\omega_{схемы}$, а также $T_{нар.отк}$, P и Q ;
4. Провести вычислительные эксперименты на примере типовых СЭС для оценки достоверности разработанной модели.

Научная новизна предлагаемого метода заключается в применении приложения Simulink для моделирования параметров надежности СЭС с

различными видами резервирования, что позволяет наглядно представить характеристики схемы, выбрать N_{PT} и их S_{TPHOM} , $K_{зг}$, $S_{пр/пр}$ исследуемого объекта.

Практическая значимость состоит в разработке универсальной модели расчета параметров надежности СЭС, позволяющей инженерам-проектировщикам и исследователям проводить быстрый анализ и оптимизацию схемных и режимных параметров проектируемых и эксплуатируемых СЭС при вариации исходных данных.

Топология схемы (рис. 3.1) обеспечивает наличие резервных путей передачи э/э между ИП₁ и ИП₂ и потребителями, что способствует повышению надежности и устойчивости системы при аварийных ситуациях, повреждениях или отключениях отдельных участков сети. Использование петлевых схем позволяет реализовать режимы автоматического переключения и резервирования [106].

На рисунке 4.8 представлено графическое описание блок-схемы алгоритма расчетов для СЭС.

Блок-схема расчетов (рисунок 4.8) включает: Блок 1 (Начало) → Блок 2 (Ввод исходных данных) → Блок 3 (Расчеты по (3.1)-(3.7), (3.10) → Блок 4 (Условный переход для петлевой схемы СЭС) → Блок 5 (Расчет по (3.9), (3.11) → Блок 6 (Расчет по (3.12)-(3.14) → Блок 7 (Вывод данных по (3.13)-(3.14) → Блок 8 (Конец).

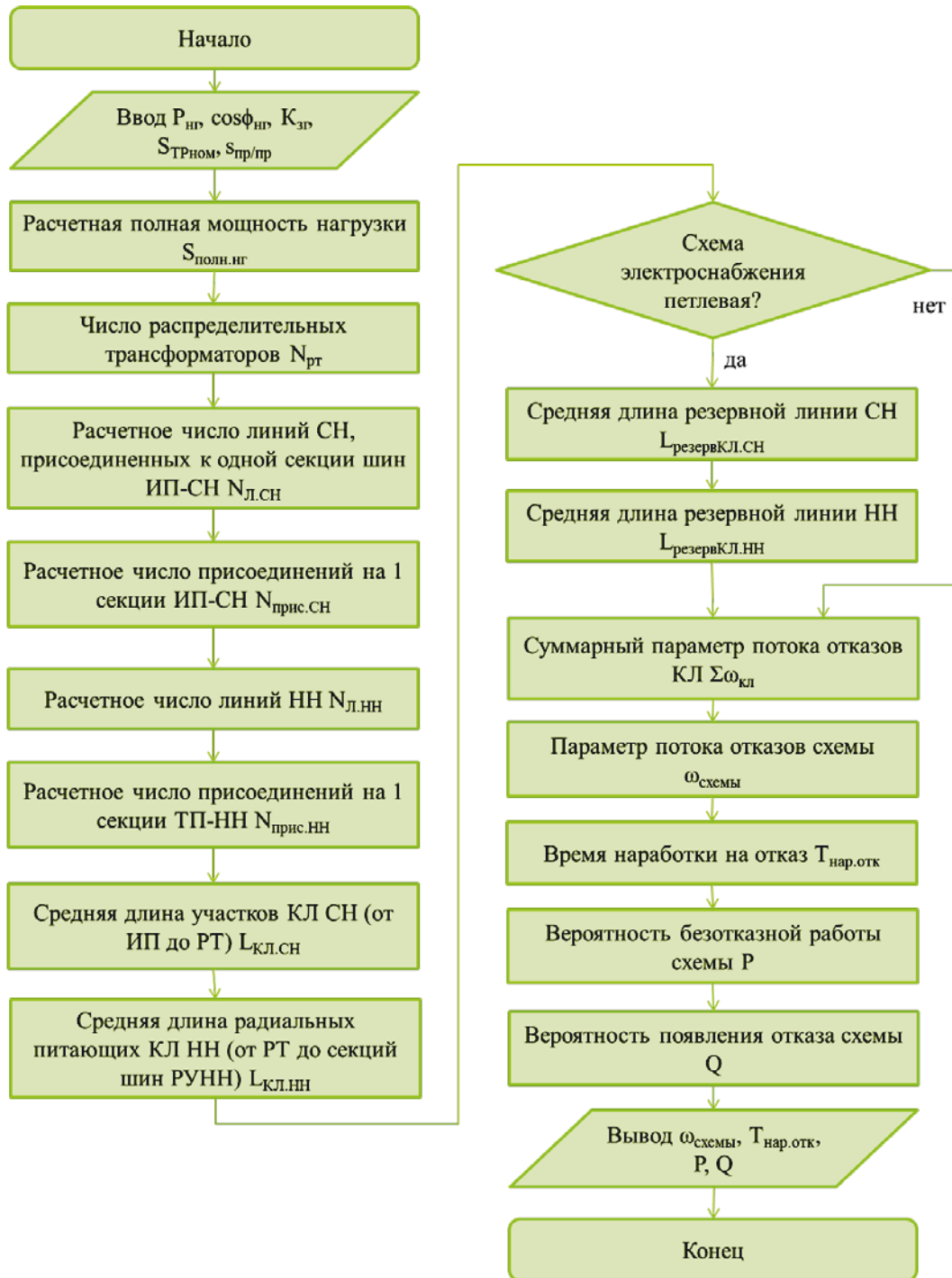


Рисунок 4.8 – Блок-схема алгоритма расчетов

Для выполнения расчетов требуется ввод следующих исходных данных:

- 1) $P_{нг}$, МВт;
- 2) $\cos\varphi_{нг}$;
- 3) $K_{зr}$;
- 4) $S_{Трном}$, МВА;

5) $S_{\text{пр/пр}}$, км².

Далее расчет проводится по (3.1)-(3.14) и вывод вычисленных параметров: $\omega_{\text{схемы}}$, $T_{\text{нар.отк}}$, P и Q .

4.6.2 Моделирование параметров надежности схем в среде Matlab/Simulink

Для автоматизации представленного алгоритма расчетов (рисунок 4.8) проведем моделирование параметров надежности в среде Matlab/Simulink.

На рисунке 4.9 представлена модель расчета параметров надежности СЭС, разработанная в Matlab/Simulink для определения $\omega_{\text{схемы}}$, $T_{\text{нар.отк}}$, P и Q . Для задания исходных данных для моделирования и оценки параметров надежности использованы блоки программы Matlab из библиотеки Simulink:

- 1) для задания диапазонов исходных данных (Constant);
- 2) для проведения вычислительных операций по выражениям (3.1)-(3.14):
 - блоки постоянных значений (Constant);
 - блоки сумма (Sum), умножение (Product), деление (Divide), корень (Sqrt);
 - блоки основных математических функций (Math Function);
 - функция округления ($\text{ceil}(X)$) – округляет каждый элемент массива X до ближайшего целого числа, большего или равного этому элементу, то есть в сторону положительной бесконечности до целого большего числа;
- 3) для вывода параметров (Display).

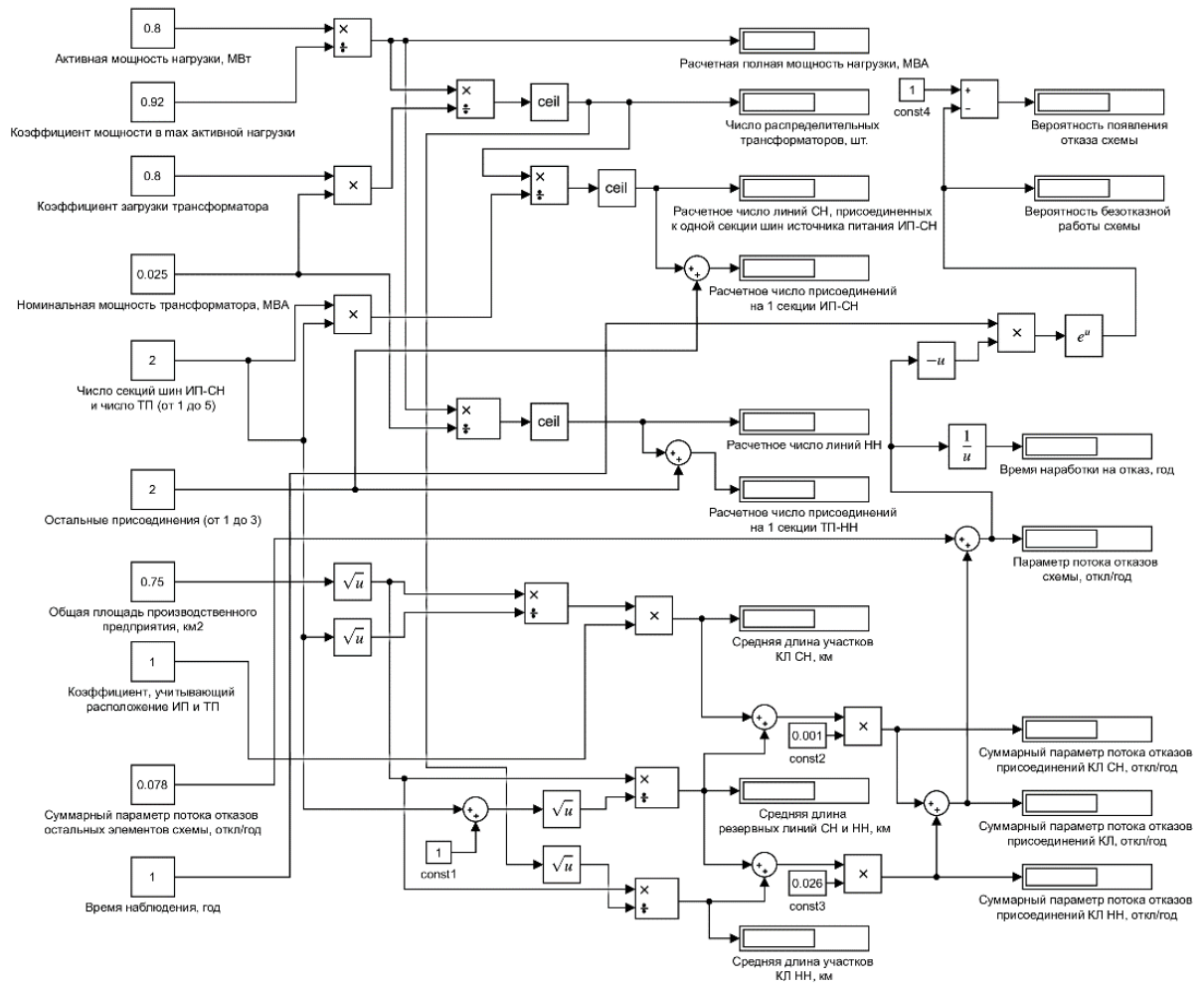


Рисунок 4.9 – Модель расчета параметров надежности схем СЭС в среде Matlab/Simulink

В таблице 4.11 приведены граничные условия исходных данных для подстановки в алгоритм расчета параметров надежности схем СЭС в модель Simulink.

Таблица 4.11 – Граничные условия исходных данных для моделирования параметров надежности

№	Параметр	Минимальное значение	Максимальное значение
1	$P_{нг}$, МВт	0,8	1,6
2	$\cos\varphi_{нг}$	0,75	0,95
3	$K_{зг}$	0,1	1,2
4	$S_{ТРном}$, МВА	0,025	2,5
5	Число $n_{сш}$ и $N_{ТП}$	1	5
6	$N_{ост}$	1	3
7	$S_{пр/пр}$, км ²	0,25	2
8	Суммарный ω остальных элементов схемы, откл/год	0,039	0,195
9	Время наблюдения t , год	1	7

Данные таблицы 4.11 показывают, что разработанная модель позволяет изменять исходные параметры схемы в соответствии с заданными диапазонами, например, $S_{ТРном}$ изменяется от 0,025 до 2,5 МВА, $P_{нг}$ увеличивается в 2 раза с учетом роста нагрузки (с 0,8 до 1,6 МВт), $S_{пр/пр}$ увеличивается в 8 раз – с 0,25 до 2 км², что позволяет использовать модель для расчетов объектов различной $P_{нг}$ и $S_{пр/пр}$.

В приложении Б приведена часть исходного кода разработанной программы.

4.6.3 Результаты моделирования параметров надежности в среде Matlab/Simulink

Проведем расчет параметров надежности СЭС при следующих исходных данных:

1. $P_{нг} = 1,2$ МВт;
2. $\cos\varphi_{нг} = 0,92$;
3. $K_{зг} = 0,8$;

4. $S_{\text{ТРНОМ}} = 1,6 \text{ МВА};$
5. Число $n_{\text{СШ}}$ и $N_{\text{ТП}} = 2;$
6. $N_{\text{ост}}$ (трансформаторов, ККУ и прочего) = 2;
7. $S_{\text{пр/пр}} = 0,75 \text{ км}^2;$
8. Коэффициент, учитывающий расположение ИП и ТП = 1;
9. Суммарный ω остальных элементов схемы = 0,078 откл/год (т.к. $N_{\text{ТП}} = 2);$
10. Время наблюдения $t = 3 \text{ года}.$

Результаты моделирования приведены на рисунке 4.10.

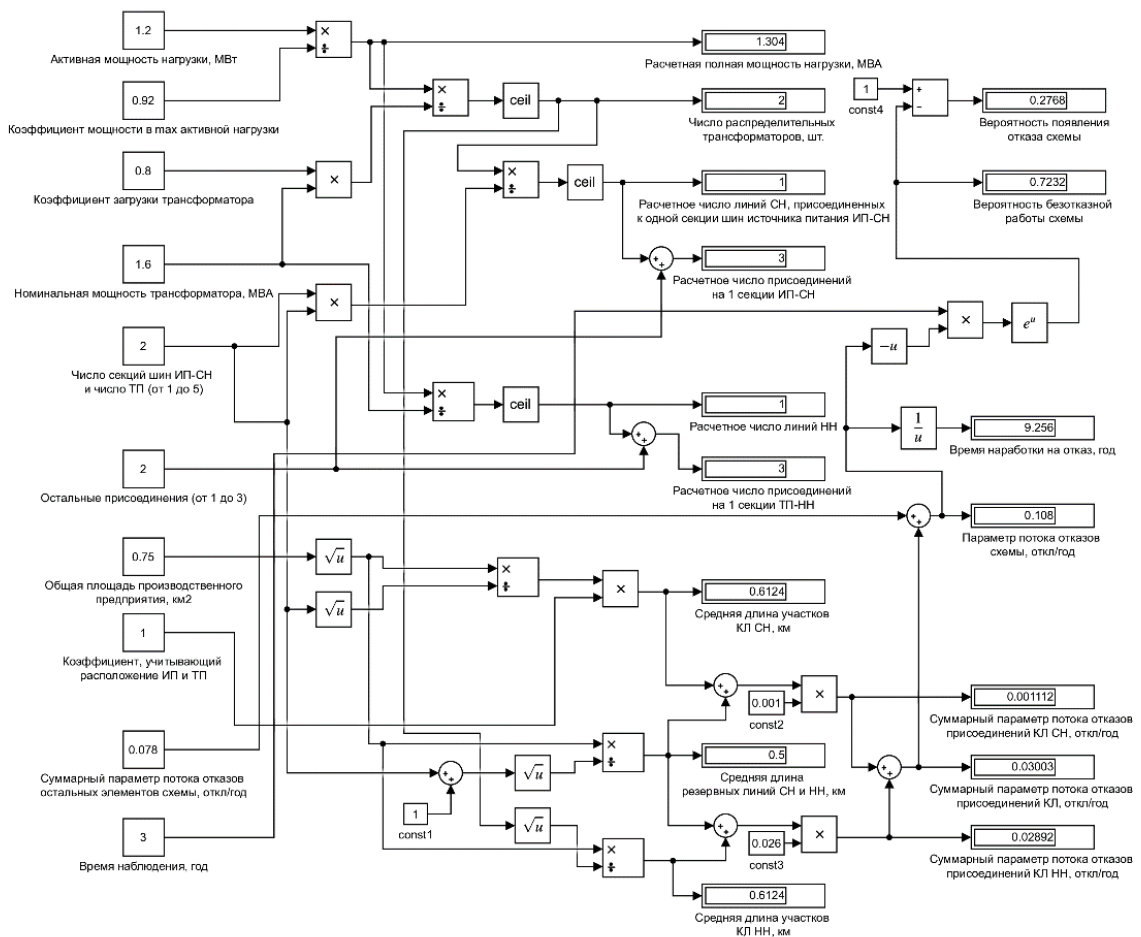


Рисунок 4.10 – Результаты моделирования параметров надежности схем СЭС в среде Matlab/Simulink

Результаты расчетов при моделировании (рисунок 4.10):

- 1) $S_{\text{полн.нг}} = 1,304 \text{ МВА};$
- 2) $N_{\text{рт}} = 2 \text{ шт};$
- 3) $N_{\text{Л.СН}} = 1;$
- 4) $N_{\text{прис.СН}} = 3;$
- 5) $N_{\text{Л.НН}} = 1;$
- 6) $N_{\text{прис.НН}} = 3;$
- 7) $L_{\text{учКЛ.СН}} = 0,6124 \text{ км};$
- 8) $\text{КЛРП-10} = 0,5 \text{ км};$
- 9) $\text{КЛРП-0,4} = 0,5 \text{ км};$
- 10) $L_{\text{КЛ.НН}} = 0,6124 \text{ км};$
- 11) $\sum \omega_{\text{присСН}} = 0,001112 \text{ откл/год};$
- 12) $\sum \omega_{\text{присНН}} = 0,02892 \text{ откл/год};$
- 13) $\sum \omega_{\text{КЛ}} = 0,03003 \text{ откл/год};$
- 14) $\omega_{\text{схемы}} = 0,106 \text{ откл/год};$
- 15) $T_{\text{нар.отк}} = 9,256 \text{ года};$
- 16) $P = 0,7232;$
- 17) $Q = 0,2768.$

Проведем 12 вычислительных экспериментов, изменяя исходные параметры схемы: $P_{\text{нг}}$ от 0,8 до 1,6 МВт, $K_{\text{зг}}$ от 0,65 до 1,0, $S_{\text{трном}}$ от 0,025 до 2,5 МВА, $N_{\text{тп}}$ от 2 до 5, $s_{\text{пр/пр}}$ от 0,75 до 2,0 км² с шагом 0,25 км², время наблюдения от 1 до 5 лет. В таблице 4.12 представлены результаты моделирования параметров надежности схем СЭС в приложении Matlab/Simulink при изменении исходных данных.

Таблица 4.12 – Результаты моделирования параметров надежности схем СЭС при изменении исходных данных

№ п/п	Исходные данные						Результаты моделирования			
	$P_{нг}$, МВт	$K_{зг}$	$S_{TRном}$, МВА	$N_{тп}$	$S_{пр/пр}$, км ²	t , год	$\omega_{схемы}$, откл/год	$T_{нар.отк}$, год	P	Q
1	0,8	0,65	0,025	2	0,75	1	0,09518	10,51	0,9092	0,09079
2	0,9	0,7	0,04	2	0,75	2	0,09592	10,43	0,8254	0,1746
3	1,0	0,75	0,063	2	1,0	3	0,0996	10,04	0,7417	0,2583
4	1,05	0,8	0,1	3	1,0	3	0,09879	10,12	0,7435	0,2565
5	1,1	0,85	0,16	3	1,25	3	0,1034	9,669	0,7332	0,2668
6	1,2	0,85	0,25	3	1,25	3	0,1047	9,549	0,7304	0,2696
7	1,3	0,85	0,4	4	1,5	4	0,1076	9,29	0,6501	0,3499
8	1,4	0,9	0,63	4	1,5	2	0,1118	8,946	0,7997	0,2003
9	1,45	0,9	1,0	4	1,75	2	0,119	8,406	0,7883	0,2117
10	1,5	0,95	1,25	5	1,75	3	0,1175	8,511	0,7029	0,2971
11	1,55	0,95	1,6	5	2,0	4	0,1202	8,318	0,6182	0,3818
12	1,6	1,0	2,5	5	2,0	5	0,131	7,634	0,5195	0,4805

Результаты моделирования показывают, что

1. Разработанная модель позволяет изменять 10 исходных параметров схемы в соответствии с заданными диапазонами и в результате моделирования получить 12 вспомогательных и 4 основных показателя надежности: $\omega_{схемы}$, $T_{нар.отк}$, P и Q ;

2. Возможно задание совокупности сочетаний вариантов исходных данных, изменение которых позволяет уменьшать значение $\omega_{схемы}$ и увеличивать $T_{нар.отк}$.

Модель алгоритма расчета параметров надежности СЭС в среде Matlab/Simulink может быть рекомендована для:

1. Расширения библиотеки моделей для учета процессов износа и старения оборудования;

2. Интеграции модели надежности с моделями качества э/э для комплексной оценки рисков;

3. Разработки оптимизационных алгоритмов для автоматического выбора рациональной конфигурации схемы с технико-экономическими

составляющими по критерию «надежность-стоимость».

Внедрение разработанной модели в практику проектных и эксплуатационных работ позволит повысить эффективность эксплуатации СЭС и управлять надежностью электроснабжения потребителей.

Полученные результаты моделирования показывают, что оптимальный выбор оборудования и использование резервных элементов являются важными условиями повышения надежности и эффективности эксплуатации СЭС. Внедрение предложенного алгоритма в практику проектирования и эксплуатации электроустановок позволит создавать интеллектуальные, самовосстанавливающиеся СЭС, минимизирующие ущерб от аварийных ситуаций и гарантирующие бесперебойное электроснабжение промышленных и гражданских объектов.

4.7 Выводы по главе

В представленной главе исследованы и установлены зависимости параметров резервирования схем СЭС.

1. Определен вид зависимости изменения минимально допустимого сечения резервных перемычек $S_{\text{доп.мин}}$ КЛРП-10, КЛРП-0,4 и ВЛРП-10 от номинальной мощности взаимно резервирующих трансформаторов подстанций 10/0,4 кВ $S_{\text{ТРном}}$;

2. Определен вид зависимости изменения максимально допустимой длины резервных перемычек $L_{\text{доп.мах}}$ по условию допустимого падения напряжения в КЛРП-10, КЛРП-0,4 и ВЛРП-10 от номинальной мощности взаимно резервирующих трансформаторов подстанций 10/0,4 кВ $S_{\text{ТРном}}$;

3. Определен вид зависимостей изменения параметров надежности – $\omega_{\text{схемы}}$ и $T_{\text{нар.отк}}$ при различных длинах резервных перемычек – 1) КЛРП-10, 2) КЛРП-0,4; 3) ВЛРП-10 между взаимно резервирующими трансформаторами подстанций на примере $S_{\text{ТРном}} = 1600$ кВА, а также 4) при двойном

резервировании на примере $S_{\text{ТРНОМ}} = 1600$ кВА;

4. Проведен анализ соответствия полученных результатов $L_{\text{доп.мах}}$ требованиям ДТР ОАО «МРСК Центра» и представлено уточнение нормативных значений в зависимости от $S_{\text{ТРНОМ}}$ взаимно резервирующих трансформаторов 10/0,4 кВ;

5. Разработана программа для моделирования параметров надежности СЭС в среде Matlab/Simulink;

6. Проведены 12 вычислительных экспериментов на примере типовых схем СЭС с изменением исходных параметров, полученные результаты и разработанная модель позволяют оценивать параметры надежности схем различной конфигурации, оптимизировать сроки планово-предупредительных ремонтов (ППР) и обосновывать выбор резервирования на этапе проектирования и ввода в эксплуатацию СЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная диссертация является научно-квалификационной работой, имеющей важное теоретическое и практическое значение, в которой содержится решение задачи повышения надежности электроснабжения СЭС объектов и управления режимами эксплуатации оборудования с помощью разработанных алгоритмов, моделей и методик оценки надежности схем СЭС с учетом способов резервирования трансформаторных подстанций, являющаяся существенным вкладом в развитие электротехнических и электросетевых комплексов РФ.

Основные научные и практические результаты, обобщенные в диссертации, заключаются в следующем:

1. Предложена классификация схем и СЭС по виду топологии схемы, по протяженности КЛ схемы, по характеристикам потребителей э/э, по основным факторам, вызывающим отказы электрооборудования СЭС, а также классификация распределительных линий низковольтных сетей. Представлен анализ основных факторов, определяющих параметры надежности электрооборудования схем СЭС, относительная величина отказов некоторых видов электрооборудования.

2. Исследованы особенности основных методов оценки параметров надежности СЭС объектов и разработаны рекомендации по условиям применения каждого метода. Поэлементный метод расчета относительно РУНН (ШРС и ПРС) рекомендуется для уточнения периодичности и сроков проведения ТО и ремонтов электрооборудования. Метод расчета относительно присоединений ШРС и ПРС возможно применять для анализа надежности участков схемы сети. Результаты расчетов параметров надежности схемы при использовании логико-вероятностного метода (дерево отказов) могут применяться для оценки частоты потери питания как ШРС и ПРС, так и каждого присоединения в отдельности.

3. Проведена оценка параметров надежности схем СЭС относительно распределительных устройств низкого напряжения.

4. Разработан алгоритм оценки параметров надежности схемы СЭС относительно присоединений нагрузки с использованием коэффициентов присоединений. Смоделированные зависимости изменения значений коэффициентов присоединений позволяют определять $P(t)$ электрооборудования, присоединенного к РУНН, а также участков схем электроснабжения объектов. Смоделированные значения коэффициентов присоединений $K_{пр}$ могут быть использованы в технико-экономических расчетах, а также при уточнении сроков ТО, проведения планово-предупредительных ремонтов и замены оборудования на новое.

5. Доказано, что для повышения уровня надежности СЭС рекомендуется использование резервных перемычек на СН и НН, что увеличивает значение времени наработки на отказ $T_{нар.отк}$ для исследуемых схем с 3,59 года (схема без резервирования) до 7,29 года (схема с резервной перемычкой на НН), 7,35 года (схема с резервной перемычкой на СН) и 7,51 года (схема с двойным резервированием). Впервые разработаны зависимости $T_{нар.отк}$ от $S_{ТРНОМ} = 25 - 2500$ кВА для различных способов резервирования схем при изменении активной мощности нагрузки $P_{нг}$, при изменении общей площади производственного предприятия $S_{пр/пр}$, а также при изменении $P_{нг}$ и $S_{пр/пр}$. Исследованы различные сочетания числа распределительных трансформаторов $N_{рт}$ (от 1 до 5) и их единичной номинальной мощности $S_{ТРНОМ}$, $P_{нг}$ и $S_{пр/пр}$ и установлено, что:

– при увеличении мощности нагрузки $P_{нг}$ с $0,8 \cdot 10^3$ до $1,6 \cdot 10^3$ кВт (вдвое) $T_{нар.отк}$ уменьшается: для схемы без резервирования и $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 2,48 до 2,03 года (на 18%), а для $S_{ТРНОМ} = 1000$ кВА – с 2,90 до 2,78 года (на 4,1%);

– при увеличении $S_{пр/пр}$ с 0,5 до 2 км² $T_{нар.отк}$ уменьшается для схемы без резервирования и $S_{ТРНОМ} = 250$ кВА с 2,98 до 1,8 года (на 40%).

6. Разработан алгоритм технико-экономического обоснования выбора оптимального варианта схемы СЭС с учетом параметров надежности и способа резервирования трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Результаты расчетов срока окупаемости электрооборудования исследуемых схем показывают, что схема с резервированием на НН является оптимальной (со стоимостью капитальных вложений в оборудование схемы 5 000 тыс. руб; предполагаемым денежным потоком в 2 038 тыс. руб) – с ДСО, равным 8,52 года, с учетом $I_{инф}$, равным 8,6% в год. Для схемы без резервирования ДСО оборудования схемы составляет 7,75 года, $\omega_{схемы} = 0,556$. Капитальные вложения в оборудование схемы с двойным резервированием на СН и НН окупаются за 8,81 года. Данные выводы могут быть рекомендованы для использования при проектировании СЭС электротехнических комплексов, а также для технико-экономического обоснования выбора оптимальных схемных решений. В частности, результаты исследований позволяют не только повысить уровень надежности работы оборудования, но и обеспечить более эффективное использование ресурсов в процессе эксплуатации.

7. Разработаны алгоритм и модели оценки параметров надежности СЭС в среде Matlab/Simulink. Проведены 12 вычислительных экспериментов на примере типовых схем СЭС с изменением исходных параметров, полученные результаты и разработанная модель позволяют оценивать параметры надежности схем различной конфигурации, оптимизировать сроки планово-предупредительных ремонтов и обосновывать выбор резервирования на этапе проектирования и ввода в эксплуатацию СЭС.

Рекомендации и перспективы дальнейшего развития результатов диссертационной работы:

– разработка оптимизационных алгоритмов для автоматического выбора рациональной конфигурации схемы с технико-экономическими составляющими по критерию «надежность-стоимость»;

– внедрение разработанной модели в практику проектных и эксплуатационных работ, что позволит повысить эффективность

эксплуатации СЭС и управлять надежностью электроснабжения потребителей;

– создание интеллектуальных, самовосстанавливающихся СЭС, минимизирующих ущерб от аварийных ситуаций и гарантирующих бесперебойное электроснабжение промышленных и гражданских объектов.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**Список использованных сокращений**

АПВ – автоматическое повторное включение;
ВЛ – воздушная линия;
ДСО – дисконтированный срок окупаемости;
ДТР – департамент технического развития;
ИП – источник питания;
ККУ – комплектная конденсаторная установка;
КЛ – кабельная линия;
нг – нагрузка, питающаяся от распределительных трансформаторов;
НН – низкое напряжение;
ППР – планово-предупредительный ремонт;
ПРС – распределительный пункт силовой;
пр/пр – промышленное предприятие;
ПСО – простой срок окупаемости;
РТ – распределительный трансформатор;
РУ – распределительное устройство;
РУНН – распределительное устройство низкого напряжения;
СН – среднее напряжение;
с.ш. – секция шин;
СЭС – система электроснабжения;
ТО – техническое обслуживание;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТУ – технические условия;
ТЭО – технико-экономическое обоснование;
ЦОД – центр обработки данных;
ЦРП – центральная распределительная подстанция;
ШРС – распределительный шкаф силовой;
э/э – электроэнергия.

Список использованных обозначений

$\Xi_{\text{экв}}$ – эквивалентный элемент;

λ – интенсивность отказов;

$P(t)$ – вероятность безотказной работы во времени;

$Q(t)$ – вероятность появления отказа;

$Q(t)_{\text{сист}}$ – вероятность появления отказа системы;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент вероятностей присоединений;

$S_{\text{полн.нг}}$ – расчетная полная мощность нагрузки;

$N_{\text{РТ}}$ – число распределительных трансформаторов;

$N_{\text{ТП}}$ – число трансформаторных подстанций;

$P_{\text{нг}}$ – активная мощность нагрузки;

$\cos\varphi_{\text{нг}}$ – коэффициент мощности;

$K_{\text{зг}}$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{\text{ТР}_{\text{ном}}}$ – единичная номинальная мощность трансформатора;

$N_{\text{Л.СН}}$ – расчетное число линий СН, присоединенных к одной секции шин источника питания ИП-СН;

$n_{\text{сш}}$ – число секций шин ИП-СН;

$N_{\text{РТ}_{\text{прис}}}$ – число РТ, присоединенных к линии СН;

$N_{\text{прис.СН}}$ – расчетное число присоединений на 1 секции ИП-СН;

$N_{\text{ост}}$ – остальные присоединения (трансформаторов, ККУ и прочего);

$N_{\text{Л.НН}}$ – расчетное число линий НН;

$S_{\text{ср.нг}}$ – средняя мощность нагрузки по всем линиям НН;

$N_{\text{прис.НН}}$ – расчетное число присоединений на 1 секции РТ-НН;

$L_{\text{учКЛ.СН}}$ – средняя длина участков КЛ СН (от ИП до РТ);

$\gamma_{\text{ИП}}$ – коэффициент, учитывающий расположение ИП и РТ;

$S_{\text{пр/пр}}$ – общая площадь производственного предприятия;

$L_{\text{рабКЛ.СН}}$ – средняя длина рабочих КЛ СН;

$L_{\text{резервКЛ.СН}}$ – средняя длина резервной КЛ СН;

$L_{\text{КЛ.НН}}$ – средняя длина радиальных питающих КЛ НН (от РТ до секций шин РУНН);

$\gamma_{\text{РТ}}$ – коэффициент, учитывающий расположение РТ до секций шин РУНН;

$L_{\text{резервКЛ.НН}}$ – средняя длина резервной КЛ НН;

$\sum \omega_{\text{КЛ}}$ – суммарный параметр потока отказов КЛ;

$\omega_{\text{КЛ.СН}}$ и $\omega_{\text{КЛ.НН}}$ – суммарный параметр потока отказов КЛ СН и НН соответственно;

$\sum \omega_{\text{присСН}}$ и $\sum \omega_{\text{присНН}}$ – суммарный параметр потока отказов присоединений КЛ СН и НН соответственно;

$\omega_{\text{схемы}}$ – параметр потока отказов схемы;

$T_{\text{нар.отк}}$ – время наработки на отказ схемы;

C_{Σ} – суммарная стоимость капитальных вложений в оборудование схемы;

Ср. год.д.п. – среднегодовой денежный поток;

Пр.д.п. пр/пр – предполагаемый денежный поток промышленного предприятия;

$k_{\text{д}}$ – доля ставки дисконтирования за период времени t ;

$I_{\text{инф}}$ – средний индекс инфляции;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети;

$I_{\text{расч}}$ – расчетный ток резервной линии;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток;

$L_{\text{доп}}$ – допустимая длина резервной линии;

$r_{\text{уд}}$, $X_{\text{уд}}$ – активное и реактивное удельные сопротивления резервной линии;

$I_{\text{ТР.ном СН}}$ – номинальный ток трансформатора СН;

$I_{\text{ТР.ном НН}}$ – номинальный ток трансформатора НН;

S – сечение токопроводящей жилы;

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимые потери напряжения;

ΔU – фактические потери напряжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллазянов Э.Ю. Анализ основных показателей промышленного производства объектов средней мощности / Э.Ю. Абдуллазянов, Е.И. Грачева, Э.Э. Ибатуллин, Р.М. Петрова, Т.В. Синюкова // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2023. – Т.15. – № 2 (58). – С. 93-108.
2. Багаутдинов И. З. Расчет надежности / И. З. Багаутдинов // Теория и практика современной науки. – 2017. – № 4(22). – С. 96-99. – EDN YURTFТ.
3. Гладких, Т. Д. Модели надежности электроснабжения объектов нефтедобычи / Т. Д. Гладких // Омский научный вестник. – 2021. – № 3(177). – С. 59-63. – DOI: 10.25206/1813-8225-2021-177-59-63. – EDN FGNULY.
4. Зацепина, В. И. Анализ надежности системы электроснабжения с учетом отказоустойчивости релейной защиты / В. И. Зацепина, С. С. Астанин // Вестник Тамбовского государственного технического университета. – 2020. – Т. 26, № 4. – С. 564-570. – DOI: 10.17277/vestnik.2020.04.pp.564-570. – EDN LIPVUD.
5. Конюхова, Е. А. Исследование и анализ надежности схем при сравнении вариантов систем промышленного электроснабжения с двухтрансформаторными подстанциями / Е. А. Конюхова // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2018. – № 4(40). – С. 66-76. – EDN FQSCHV.
6. Конюхова, Е. А. Оценка показателей надежности схем при выполнении ТЭО варианта электроснабжения объектов / Е. А. Конюхова // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2018. – № 3(39). – С. 34-44. – EDN ELIKRG.
7. Луковенко, А. С. Методы расчета надежности системы электроснабжения / А. С. Луковенко, И. В. Зеньков // Вестник Иркутского

государственного технического университета. – 2021. – Т. 25, № 1(156). – С. 57-65. – DOI 10.21285/1814-3520-2021-1-57-65. – EDN EKKIXC.

8. Петрова Р.М. Исследование вероятностных характеристик надежности электрооборудования внутрицеховых систем электроснабжения / Р.М. Петрова, Э.Ю. Абдуллазянов, Е.И. Грачева, S. Valtchev, Yousef Ibragim // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2023. – Т.15. – № 1 (57). – С. 93-105.

9. Савина Н.В. ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПУТЕМ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КЛАСТЕРОВ И АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИЕЙ / Н.В. Савина, А.А. Казакул // Известия Транссиба. – 2023. – №2 (54). – С.136-149.

10. Садыков, Р. Р. Оценка надежности низковольтных цеховых сетей промышленного электроснабжения / Р. Р. Садыков // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т. 19, № 5-6. – С. 98-108. – EDN ZIXFIF.

11. Чжан, Ц. Анализ надежности систем электроснабжения шахт Китая / Ц. Чжан, Р. А. Курносов, Ч. Юй // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2024. – № 3. – С. 389-396. – DOI 10.24412/2071-6168-2024-3-389-390. – EDN EOQVYB.

12. Шпиганович, А. Н. Оценка отказоустойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий / А. Н. Шпиганович, Е. П. Зацепин // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2018. – № 12. – С. 29-35. – EDN VQUCCS.

13. Шпиганович А.Н. Исследование отказоустойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий / А.Н. Шпиганович, А.А. Шпиганович, Р.М. Петрова, Е.И. Грачева // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2024. – Т.16. – № 2 (62). – С. 94-105.

14. He B. Research on Power Supply Reliability of Intelligent Distribution Network with Automatic Blocking Evaluation / B. He, Y. Liang, J. Xie // 2024 IEEE 3rd International Conference on Electrical Engineering, Big Data and Algorithms (EEBDA), Changchun, China. – 2024. – P. 207-210. – DOI: 10.1109/EEBDA60612.2024.10485856.
15. Che X. Research of Monitoring and Evaluation Approach for Power Supply Reliability Management Based on Online Data Acquisition in New Type Power System / X. Che, Y. Zhou, Y. Zhang, Z. Kang, J. Shi, X. Yang, S. Li, W. Du // 2024 7th International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE), Beijing, China. – 2024. – P. 225-229. – DOI: 10.1109/REPE62578.2024.10810074.
16. Li Y. Structure and Reliability Design and Experiment of HIAF-BRing Dipole Magnet Pulse Power Supply / Y. Li, F. Wu, X. Wang, Y. Tan, Y. Li, J. Li, D. Gao, H. Yan, W. Shen, J. Pu // 2021 IEEE 1st International Power Electronics and Application Symposium (PEAS), Shanghai, China. – 2021. – P. 1-6. – DOI: 10.1109/PEAS53589.2021.9628550.
17. Gono R. Reliability analysis of electric distribution system / R. Gono, S. Rusek, M. Kratky, Z. Leonowicz // 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Rome, Italy. – 2011. – P. 1-4. – DOI: 10.1109/EEEIC.2011.5874842.
18. Zhang Y. Research on Weak Point Location and Relation Analysis of Power Supply Reliability in New Type Power System / Y. Zhang, L. Chen, D. Huang, G. Lyu, Y. Liu, S. Huang, F. Yang, Q. Yu // 2024 7th International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE), Beijing, China. – 2024. – P. 205-209. – DOI: 10.1109/REPE62578.2024.10809437.
19. Ruifeng, Z. Low Voltage Power Supply Reliability Evaluation of Distribution Network Based on Data Quality Governance / Z. Ruifeng, H. Shuqing, D. Donglin, X. Xiaobing, L. Anjiang // 2020 4th International Conference on Power and Energy Engineering (ICPEE), Xiamen, China. – 2020. – P. 75-78. – DOI: 10.1109/ICPEE51316.2020.9311017.

20. Li, Y. Energy Storage Regulation Strategy for 5G Base Stations Considering Power Supply Reliability / Y. Li, T. Chen, Y. She, W. Liao, C. Liu, M. Xie // 2023 IEEE 7th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Hangzhou, China. – 2023. – P. 1573-1578. – DOI: 10.1109/EI259745.2023.10513061.

21. Valtchev S. Electrical Supply Reliability of Circuits with Transformer Substations in Technical and Economic Decisions / S. Valtchev, R. M. Petrova, E. I. Gracheva, D. Gospodinova, T. Sinyukova, R. Miceli // 2025 7th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), Bochum, Germany. – 2025. – P. 623-628. – DOI: 10.1109/GPECOM65896.2025.11061870.

22. Zatssepina, V. I. Reliability of power supply systems under the influence of negative factors / V. I. Zatssepina, E. P. Zatssepina // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), St. Petersburg, Russia. – 2017. – P. 1-4. – DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076218.

23. Петрова Р.М. Методы оценки надежности схем внутрицехового электроснабжения / Р.М. Петрова, Е.И. Грачева, S. Valtchev, Н.К. Мифтахова // Вестник МГТУ. – 2023. – Т.26. – № 4. – С. 395–409. DOI: 10.21443/1560-9278-2023-26-4-395-409.

24. Петрова Р.М. Алгоритмы оценки основных параметров надежности низковольтного оборудования схем цеховых сетей / Р.М. Петрова, Е.И. Грачева // Омский научный вестник. – 2024. – № 1 (189). – С. 93–102. DOI: 10.25206/1813-8225-2024-189-93-102.

25. Цицонь И.И. Оценка параметров тепловых режимов кабельных линий напряжением 10 кВ при различных условиях эксплуатации / И.И. Цицонь, Э.Ю. Абдуллазянов, Е.И. Грачева, Р.М. Петрова, Л.И. Абдуллин // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – 2024. – Т.26. – № 6. – С. 55-68. – DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-6-55-68.

26. Петрова Р.М. Алгоритм расчета надежности схем внутрицехового электроснабжения с помощью коэффициентов присоединений / Р.М. Петрова,

Е.И. Грачева // Вестник Чувашского университета. – 2024. – № 4. – С. 117-127.
DOI: 10.47026/1810-1909-2024-4-117-127.

27. Петрова Р.М. Оценка параметров надежности схем внутризаводского электроснабжения с двухтрансформаторными подстанциями / Р.М. Петрова, Е.И. Грачева // Вестник МГТУ. – 2024. – Т.27. – № 4. – С. 521-533. DOI: 10.21443/1560-9278-2024-27-4-521-533.

28. Петрова Р. М. Оценка параметров надежности схем электроснабжения с трансформаторными подстанциями при выполнении технико-экономических расчетов / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2025. – Т. 17. – № 2 (66). – С. 3-18.

29. Петрова Р. М. Оценка параметров надежности схем цехового электроснабжения горных предприятий с однострансформаторными подстанциями при различных способах их резервирования / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева // Записки Горного института. 2025. EDN XZHFVA.

30. Петрова, Р. М. Оценка параметров надежности схем систем электроснабжения промышленных объектов электротехнических комплексов при изменении мощности нагрузки и площади объекта для выполнения технико-экономических расчетов / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева, Н. К. Мифтахова // Вестник МГТУ. Труды Мурманского государственного технического университета. – 2025. – Т. 28, № 4-1. – С. 490-508. – DOI: 10.21443/1560-9278-2025-28-4/1-490-508. – EDN WSFEJY.

31. Gracheva E. Study of Probability Characteristics of the Reliability of Electrical Equipment in Internal Power Supply Systems / E. Gracheva, R. M. Petrova, S. Valtchev, T. Sinyukova // 2023 5th Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), Nevsehir, Turkiye. – 2023. – P. 460-465. – DOI: 10.1109/GPECOM58364.2023.10175821.

32. Gracheva E. Reliability and Overload Capacity of Power Transformers / E. I. Gracheva, R. M. Petrova, T. Sinyukova, S. Valtchev, R. Miceli, M. Caruso //

2023 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Terrasini, Italy. – 2023. – P. 684-689. – DOI: 10.1109/ICCEP57914.2023.10247425.

33. Petrova R. M. Reliability Parameters of Low-Voltage Switchgear and Cable Lines of Workshop-Floor Network Schemes / R. M. Petrova, E. Gracheva // 2023 5th International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), Lipetsk, Russian Federation. – 2023. – P. 1049-1055. – DOI: 10.1109/SUMMA60232.2023.10349643.

34. Petrova R. M. Comparison Of Methods Of Calculation Of The Electrical System Of In-Plant Power Supply/ R. M. Petrova, E. Gracheva // 2023 5th International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), Lipetsk, Russian Federation. – 2023. – P. 1056-1061. –DOI: 10.1109/SUMMA60232.2023.10349401.

35. Petrova R. M. Evaluation of Fault Tolerance of Power Supply Systems of Industrial Enterprises / R. M. Petrova, E. Gracheva, A. Shpiganovich, A. Shpiganovich, K. Meshkov // II International Scientific Forum on Sustainable Development and Innovation (WFSDI 2023): LLC Institute of Digital Economics and Law [OOO «Institut tsifrovoy ekonomiki i prava»]. – 2024. – P. 2240-2244.

36. Valtchev S. Assessment of Reliability Indicators of Power Supply Systems with Two-Transformer Substations During Technical and Economic Calculations/ S. Valtchev, R. Miceli, R. M. Petrova, E. I. Gracheva, I. Colak, F. Kurokawa // 2024 13th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Nagasaki, Japan. – 2024. – P. 1776-1780. – DOI: 10.1109/ICRERA62673.2024.10815155.

37. Valtchev S. Assessment of Reliability Indicators of In-Plant Power Supply Systems with Two-Transformer Substations / S. Valtchev, R. Miceli, R. M. Petrova, E. I. Gracheva, I. Colak, F. Kurokawa // 2024 13th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Nagasaki, Japan. – 2024. – P. 1781-1785. – DOI: 10.1109/ICRERA62673.2024.10815290.

38. Петрова, Р. М. Надежность эксплуатации силовых трансформаторов / Р. М. Петрова // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. – 2022. – № 3(24). – С. 52-58. – EDN COULHA.

39. Петрова, Р. М. Оценка параметров надежности на примере кабельных линий 0,4 кв систем электроснабжения / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева, Н. К. Мифтахова // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. – 2023. – № 4(29). – С. 28-35. – EDN CGBJNZ.

40. Петрова, Р. М. Алгоритм расчета надежности схем электроснабжения с помощью коэффициентов присоединений / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. – 2024. – № 3(32). – С. 37-48. – EDN MIRNFS.

41. Петрова, Р. М. Оценка параметров надежности схем электроснабжения в технико-экономических расчётах / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева, Н. К. Мифтахова // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. – 2025. – № 2(35). – С. 52-61. – EDN VBYUHA.

42. Берхане, А. М. Обоснование критерия оценки надежности электроснабжения / А. М. Берхане // Интернет-журнал Науковедение. – 2015. – Т. 7, № 1(26). – С. 59. – DOI 10.15862/106TVN115. – EDN UBGSBX.

43. Васильев, А. П. Средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей / А. П. Васильев, А. Г. Турлов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2006. – № 3-4. – С. 19-35. – EDN KFQJTP.

44. Определение современных показателей надежности устройств релейной защиты и автоматики / А. В. Виноградов, А. А. Лансберг, Ю. Д. Волчков, А. В. Виноградова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 58-70. – DOI 10.30724/1998-9903-2023-25-2-58-70. – EDN QNYMLE.

45. Виноградов, А. В. Датчик для системы мониторинга надёжности электроснабжения и качества электроэнергии / А. В. Виноградов, В. Е. Большев, А. А. Ревков // Энерго- и ресурсосбережение - XXI век : Материалы

XVIII международной научно-практической конференции, Орёл, 08–10 декабря 2020 года / Под редакцией А.Н. Качанова, Ю.С. Степанова. – Орёл: Орловский государственный университет имени И.С. Тургенева, 2020. – С. 234-238. – EDN KMZZJK.

46. Анализ типов высоковольтных коммутационных аппаратов и оценка остаточного ресурса выключателей, установленных на подстанциях с высшим напряжением 35-110 кВ филиала ПАО "МРСК центра"- "Орелэнерго" / А. В. Виноградов, М. В. Бородин, А. А. Лансберг [и др.] // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – Т. 13, № 1(49). – С. 118-127. – EDN ECHSVD.

47. Герасимов, Д. О. Системы имитационного моделирования мультиэнергетических объектов / Д. О. Герасимов, К. В. Суслов // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2020. – Т. 12, № 4(48). – С. 11-19. – EDN GRPIRZ.

48. Гончаров, А. К. Повышение надежности электроснабжения предприятий пищевой промышленности / А. К. Гончаров // Известия высших учебных заведений. Пищевая технология. – 2006. – № 6(295). – С. 74-76. – EDN KVGLPV.

49. Зацепина, В. И. К анализу электрических систем промышленных предприятий / В. И. Зацепина // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2018. – № 12. – С. 3-6. – EDN YTEJSX.

50. Зацепина, В. И. Повышение надежности систем электроснабжения металлургических производств посредством введения избыточных элементов / В. И. Зацепина, Е. П. Зацепин, О. Я. Шачнев // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2018. – № 12. – С. 71-75. – EDN YTEKAX.

51. Расчет надежности блоков станции управления штанговых скважинных насосных установок / И. В. Ившин, А. Р. Сафин, Р. Р. Гибадуллин [и др.] // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2019. – Т. 11, № 4(44). – С. 3-12. – EDN QDZBWP.

52. Романова, В. В. Анализ воздействующих факторов, влияющих на эксплуатационную надёжность низковольтных асинхронных электродвигателей / В. В. Романова, С. В. Хромов, К. В. Суслов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – Т. 23, № 3. – С. 80-89. – DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-3-80-89. – EDN DBRAPZ.

53. Yu Q. Research on Online Pictures Recognition of Fault Scenario for Power Supply Reliability Management Based on Improved AI Algorithm / Q. Yu, D. Liu, Y. Zhang, X. Yao, L. Yuan, L. Wang, X. Ma, H. Zhao // 2024 7th International Conference on Renewable Energy and Power Engineering (REPE), Beijing, China. – 2024. – P. 190-194. – DOI: 10.1109/REPE62578.2024.10809893.

54. Белый, В. Б. Оценка способов снижения потерь напряжения в системах сельского электроснабжения / В. Б. Белый, Р. А. Куницын // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2023. – № 4(222). – С. 107-113. – DOI 10.53083/1996-4277-2023-222-4-107-113. – EDN TBGICK.

55. Сезонное резервирование электроснабжения: принцип, устройство, алгоритм / А. В. Виноградова, А. В. Виноградов, В. Е. Большев, А. В. Букреев // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2022. – Т. 14, № 4(56). – С. 124-132. – EDN MCOATW.

56. Виноградова, А. В. Запрет автоматического включения резерва на короткое замыкание на резервируемом участке линии электропередачи 0,4 КВ / А. В. Виноградова, А. И. Псарев // Вестник НГИЭИ. – 2020. – № 4(107). – С. 44-54. – EDN IPKPCZ.

57. Жаднов, В. В. Оценка эффективности способов резервирования магистрально-модульных источников вторичного электропитания / В. В. Жаднов, А. С. Лукина, И. С. Целищев // Известия высших учебных заведений. Приборостроение. – 2021. – Т. 64, № 9. – С. 741-751. – DOI: 10.17586/0021-3454-2021-64-9-741-751. – EDN TWHKUQ.

58. Каменских, А. Н. Разработка библиотеки высоконадежных элементов на основе резервирования на транзисторном уровне / А. Н. Каменских // Вестник Пермского национального исследовательского

политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2021. – № 37. – С. 153-167. – DOI: 10.15593/2224-9397/2021.1.09. – EDN PNFFCQ.

59. Шпиганович, А. Н. Обеспечение отказоустойчивости систем электроснабжения посредством резервирования / А. Н. Шпиганович, С. С. Астанин, А. В. Рычков // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 12. – С. 94-98. – DOI 10.24412/2071-6168-2021-12-94-98. – EDN YHDDHC.

60. Bukreev A. Seasonal Redundancy of Power Supply to Rural Consumers / A. Bukreev, A. Vinogradova, A. Vinogradov // 2023 5th International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA), Lipetsk, Russian Federation. – 2023. – P. 914-918. – DOI: 10.1109/SUMMA60232.2023.10349501.

61. Dong B. Highly Reliable Reconfigurable Power Supply Technology for Spacecraft / B. Dong, X. Wang, M. Xu, Z. Zhu, T. Liu // 2025 8th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE), Wuxi, China. – 2025. – P. 1197-1202. – DOI: 10.1109/CEEPE64987.2025.11033775.

62. Ибрагим, М. Моделирование электротехнического комплекса линии электропередачи постоянного тока в программной среде MATLAB / М. Ибрагим, В. И. Пантелеев // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2023. – Т. 16, № 2. – С. 212-227. – EDN A1HXSZ.

63. Моденов, М. Ю. Математическое моделирование идеального контура управления летательным аппаратом нестандартного типа в среде MATLAB / М. Ю. Моденов, А. Н. Чуканов, Е. В. Цой // Чебышевский сборник. – 2025. – Т. 26, № 1(97). – С. 218-228. – DOI 10.22405/2226-8383-2025-26-1-218-228. – EDN DDPNAO.

64. Петров, А. Р. Повышение точности оценки параметров надежности низковольтных коммутационных аппаратов, устанавливаемых в системах внутрицехового электроснабжения с учетом основных

воздействующих факторов / А. Р. Петров, Е. И. Грачева, Э. Ю. Абдуллазянов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2025. – Т. 27, № 3. – С. 38-52. – DOI 10.30724/1998-9903-2025-27-3-38-52. – EDN RPSMAS.

65. Романенко, Н.Г. Моделирование системы управления насосом охлаждения главного дизеля в среде MATLAB Simulink / Н. Г. Романенко, Ю. А. Головки, С. В. Головки, Е. А. Ненастьяев // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. – 2023. – № 2. – С. 23-32. – DOI 10.24143/2072-9502-2023-2-23-32. – EDN BNUIPN.

66. Саттаров, Р. Р. Применение виртуального синхронного генератора в энергосистемах и его моделирование в программном комплексе Matlab / Р. Р. Саттаров, Р. Р. Гарафутдинов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2024. – Т. 26, № 2. – С. 55-67. – DOI 10.30724/1998-9903-2024-26-2-55-67. – EDN IRBGSD.

67. Шпиганович, А.Н. Тепловизионный контроль электрооборудования промышленных предприятий / А. Н. Шпиганович, А. А. Шпиганович, А. Р. Петров, Е. И. Грачева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2024. – Т. 26, № 2. – С. 68-77. – DOI 10.30724/1998-9903-2024-26-2-68-77. – EDN KZMWVI.

68. Bhuvaneshwary N. Power Fault Analysis and Monitoring System using Simulink / N. Bhuvaneshwary, V. J. Reddy, C. V. Kumar Reddy, J. R. Reddy, Y. Jagadeeshwar Reddy, M. U. Reddy // 2025 5th International Conference on Trends in Material Science and Inventive Materials (ICTMIM), Kanyakumari, India. – 2025. – P. 564-569. – DOI: 10.1109/ICTMIM65579.2025.10988264.

69. Guo W. Modeling and Simulation of Intelligent Vehicle Systems Using Simulink and MATLAB Programming for Advanced Automotive Application / W. Guo, Y. He, X. Ling // 2025 11th International Conference on Computing and Artificial Intelligence (ICCAI), Kyoto, Japan. – 2025. – P. 627-631. – DOI: 10.1109/ICCAI66501.2025.00100.

70. Panova E. A. Development of Mathematical Models of Microprocessor-based Relay Protection Devices for 220/110 kV Nodal Distribution Substation in Matlab/Simulink / E. A. Panova, A. T. Nasibullin // 2020 Russian Workshop on Power Engineering and Automation of Metallurgy Industry: Research & Practice (PEAMI), Magnitogorsk, Russia. – 2020. – P. 1-5. – DOI: 10.1109/PEAMI49900.2020.9234337.

71. Paseka V. A. Reliability Analysis of Transient Process and Steady State Calculations in MATLAB/Simulink / V. A. Paseka // 2024 Conference of Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElCon), Saint Petersburg, Russian Federation. – 2024. – P. 835-837. – DOI: 10.1109/ElCon61730.2024.10468208.

72. Ivanova S. P. Reliability assessment of switching process control equipment / S. P. Ivanova, D. A. Pestryaev, T. V. Myasnikova, O. V. Sveklova // 2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russian Federation. – 2022. – P. 1-6. – DOI: 10.1109/REEPE53907.2022.9731393.

73. Кирпичникова, И. М. Обеспечение бесперебойного электроснабжения высокотехнологичных предприятий / И. М. Кирпичникова, С. С. Шипилов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2022. – Т. 22, № 1. – С. 55-61. – DOI 10.14529/power220106. – EDN XYHGZZ.

74. Бельский, А. А. Электроснабжение контролируемых телемеханических пунктов линейной части нефтепровода / А. А. Бельский, Д. Ю. Глуханич, Д. И. Иванченко // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 4. – С. 183-191. – DOI 10.24412/2071-6168-2021-4-183-191. – EDN QBONAQ.

75. Shpiganovich A. Assessment of Reliability of Individual Units Electrical Equipment by Characteristics Power Supply Systems / A. Shpiganovich, A. Shpiganovich, A. Boychevskiy // 2021 3rd International Conference on Control Systems, Mathematical Modeling, Automation and Energy Efficiency (SUMMA),

Lipetsk, Russian Federation. – 2021. – P. 1088-1090. – DOI: 10.1109/SUMMA53307.2021.9632126.

76. Tokarev I.S. Development of parameters for an industry-specific methodology for calculating the electric energy storage system for gas industry facilities / I.S. Tokarev // Journal of Mining Institute. – 2024. – p. EDN UIZSOQ.

77. Gu C. Reliability modeling of manufacturing systems based on the task network evolved by key quality characteristics / C. Gu, Y. He, Y. Wei, X. Ming // 2015 First International Conference on Reliability Systems Engineering (ICRSE), Beijing, China. – 2015. – P. 1-5. – DOI: 10.1109/ICRSE.2015.7366468.

78. Gao Y. Sensitivity-Analysis-Based Reliability Enhancement for Networked Control Systems / Y. Gao, Q. Dong, M. Tao, W. Zheng, Z. Ke, Y. Feng // 2021 3rd International Conference on System Reliability and Safety Engineering (SRSE), Harbin, China. – 2021. – P. 113-117. – DOI: 10.1109/SRSE54209.2021.00027.

79. Gasparyan A. A. Reliability assessment of a technical equipment complex of a monitoring system of parameters for electrical equipment taking into account reserve elements / A. A. Gasparyan and G. V. Komarova // 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIconRus), Moscow and St. Petersburg, Russia. – 2018. – P. 632-635. – DOI: 10.1109/EIconRus.2018.8317176.

80. Виноградов, А. В. Анализ повреждаемости электрооборудования электрических сетей и обоснование мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей / А. В. Виноградов, Р. А. Перьков // Вестник НГИЭИ. – 2015. – № 12(55). – С. 12-21. – EDN VHJBXX.

81. Акимов, В. А. Аварии на системах электроснабжения: определение индекса приоритета восстановления электроснабжения / В. А. Акимов, А. В. Мишурный // Технологии гражданской безопасности. – 2022. – Т. 19, № 4(74). – С. 44-47. – EDN RWBXUK.

82. Shenggang X. Research on Reliability and Working Life Assessment Method of Mechanical and Electrical Products in Weapon Equipment / X.

Shenggang, L. Jin, L. Jiale, C. Rushan // 2019 4th International Conference on System Reliability and Safety (ICSRS), Rome, Italy. – 2019. – P. 364-368. – DOI: 10.1109/ICSRS48664.2019.8987718.

83. Tang X. Energy Production Element Planning of Integrated Gas and Power systems Considering the Coordination between Economic and Reliability / X. Tang, N. Luo, X. He, M. Bao, W. Liu, Z. Li // 2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE), Chongqing, China. – 2021. – P. 1740-1745. – DOI: 10.1109/ACPEE51499.2021.9436885.

84. Li Z. A Data-driven Technique Based on Power System Reliability Assessment / Z. Li, D. Liang, J. Wang, Z. Hong, X. Song, Y. Deng // 2023 3rd Power System and Green Energy Conference (PSGEC), Shanghai, China. – 2023. – P. 576-581. – DOI: 10.1109/PSGEC58411.2023.10255984.

85. Pan C. Reliability-Constrained Economic Dispatch With Analytical Formulation of Operational Risk Evaluation / C. Pan // IEEE Transactions on Power Systems. – 2024. – vol. 39. – №. 2. – P. 4422-4436. – DOI: 10.1109/TPWRS.2023.3317973.

86. Wang Y. Composite System Reliability Evaluation With Essential Reliability Services Assessment of Wind Power Integrated Power Systems / Y. Wang, V. Vittal, M. Khorsand, C. Singh // IEEE Open Access Journal of Power and Energy. – 2020. – vol. 7. – P. 403-413. – DOI: 10.1109/OAJPE.2020.3029119.

87. Волотковская, Н. С. Энергоэффективность и энергосбережение в системах электроснабжения горнодобывающих предприятий / Н. С. Волотковская, А. С. Семенов, О. В. Федоров // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. – 2019. – № 3(78). – С. 52-62. – EDN PWIXVH.

88. Токарев, И. С. Алгоритм работы системы накопления энергии в структуре электротехнического комплекса объекта газовой отрасли / И. С. Токарев, Я. Э. Шклярский, Ю. Е. Андреева, И. В. Скворцов // Электричество. – 2024. – № 4. – С. 51-63. – DOI 10.24160/0013-5380-2024-4-51-63. – EDN GIXWWG.

89. Шклярский, Я. Э. Оценка энергетической эффективности электротехнического комплекса / Я. Э. Шклярский, Е. Н. Замятина, Е. О. Замятин // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2020. – № 3. – С. 339-347. – EDN LHSACW.

90. Грачева, Е. И. Информационные параметрические характеристики надежности низковольтных коммутационных аппаратов промышленных комплексов / Е. И. Грачева, О. В. Наумов, З. М. Шакурова // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2018. – № 3(39). – С. 27-33. – EDN QUERVT.

91. Будникова, И. К. Компьютерное моделирование показателей надежности систем электроснабжения / И. К. Будникова, Е. В. Приймак // Вестник Технологического университета. – 2017. – Т. 20, № 5. – С. 76-79. – EDN YHENIT.

92. Бык, Ф. Л. Фактор надежности при проектировании распределительной сети / Ф. Л. Бык, Ю. В. Какоша, Л. С. Мышкина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2020. – Т. 22, № 6. – С. 43-54. – DOI 10.30724/1998-9903-2020-22-6-43-54. – EDN VHENLX.

93. Куатов, Е. Ж. Принципы математического моделирования и прогнозирования надежности электрических машин / Е. Ж. Куатов, Н. Г. Жумашев // Труды международного симпозиума "Надежность и качество". – 2016. – Т. 1. – С. 158-160. – EDN WHDNUJ.

94. Попов, А. В. Исследование и совершенствование методов расчета надежности элементов электротехнических комплексов и систем / А. В. Попов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2015. – № 3-4. – С. 114-123. – EDN TXJFIZ.

95. Секретарев, Ю. А. Моделирование технического состояния оборудования систем электроснабжения монопотребителей с учетом схемной надежности / Ю. А. Секретарев, А. А. Горшунов, Д. А. Меняйкин // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2022. – Т. 18, № 3(69). – С. 3-14. – DOI 10.53015/18159958_2022_18_3_3. – EDN YFYEFB.

96. Шпиганович, А. Н. Обеспечение надежности функционирования систем электроснабжения / А. Н. Шпиганович, А. А. Шпиганович, Г. В. Квашнина // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2016. – № 12-3. – С. 27-33. – EDN XDEJPP.

97. Грачева Е.И. Оптимизация проектирования систем электроснабжения с учетом возможных ситуаций и вероятностных параметров надежности / Е.И. Грачева, Р.Р. Садыков // Вести высших учебных заведений Черноземья. Электроэнергетика. 2017. № 2(48). С. 22-26.

98. Зацепина, В. И. Повышение безотказности распределительных устройств собственных нужд систем электроснабжения посредством интеграции терминалов защит электродвигателей в АСУ ТП РУСН / В. И. Зацепина, Е. Ю. Вобликов // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 12. – С. 32-39. – DOI 10.24412/2071-6168-2021-12-32-39. – EDN HGXSUW.

99. Зацепина, В. И. Возможности мониторинга состояния системы относительно её отказоустойчивости / В. И. Зацепина, С. С. Астанин // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2021. – № 12. – С. 98-102. – DOI 10.24412/2071-6168-2021-12-98-102. – EDN IFFPLO.

100. Родзин, С. И. Повышение отказоустойчивости распределенных систем в электроэнергетике / С. И. Родзин // Известия ТРТУ. – 2005. – № 11(55). – С. 121-127. – EDN HVHMXJ.

101. Younesi A. A Pathway to Enhance the Modern Distribution Systems Resilience: Flexible Behavior Investigations on Electric Vehicles / A. Younesi, Z. Wang, H. T. Nguyen, P. Mandal // 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Denver, CO, USA. – 2022. – P. 01-05. – DOI: 10.1109/PESGM48719.2022.9917036.

102. Shao C. Integrated Planning of Electricity and Natural Gas Transportation Systems for Enhancing the Power Grid Resilience / C. Shao, M. Shahidehpour, X. Wang, X. Wang, B. Wang // IEEE Transactions on Power

Systems. – 2017. – vol. 32. – № 6. – P. 4418-4429. – DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2672728.

103. Yi L. Distributionally Robust Resilience Enhancement Model for the Power Distribution System Considering the Uncertainty of Natural Disasters / L. Yi, L. Meng, W. Wei, X. Jingwei, S. Jiawei, W. Zekai, D. Tao // 2023 IEEE International Conference on Power Science and Technology (ICPST), Kunming, China. – 2023. – P. 289-293. – DOI: 10.1109/ICPST56889.2023.10165500.

104. ElMaraashly R. H. On the Reliability and Flexibility of FPGAs for Fault Tolerance in Sectorized Network Control Systems / R. H. ElMaraashly, G. I. AlKady, R. M. Daoud, H. H. Halawa, H. H. Amer, I. Adly, T. K. Refaat // 2019 8th Mediterranean Conference on Embedded Computing (MECO), Budva, Montenegro. – 2019. – P. 1-4. – DOI: 10.1109/MECO.2019.8760287.

105. Jiang X. Analysis of Highly Reliable Electric Drive System Based on Dual-Winding Fault-Tolerant Permanent Magnet Motor / X. Jiang, D. Wu, L. Li, Y. Li // 2021 IEEE International Magnetic Conference (INTERMAG), LYON, France. – 2021. – P. 1-5. – DOI: 10.1109/INTERMAG42984.2021.9579800.

106. Петрова, Р. М. Исследование допустимой длины кабельных резервных перемычек среднего и низкого напряжения между взаимно резервирующими трансформаторными подстанциями / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2025. – Т. 17, № 4(68). – С. 39-50. – EDN AVYTYO.

107. Петрова, Р.М. Оценка параметров надежности схем цехового электроснабжения горных предприятий с однотономными подстанциями при различных способах их резервирования / Р.М. Петрова, Е.И. Грачева // Записки Горного института. 2026. Т. 277. С. 81-93. EDN XZHFWA.

108. Petrova, R.M. Assessment of reliability parameters for workshop power supply circuits in mining enterprises with single-transformer substations under various redundancy methods / R.M. Petrova, E.I. Gracheva // Journal of Mining Institute. 2026. Vol. 277. p. 81-93.

109. Абдуллазянов Э.Ю. и др. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ: – Монография / Э.Ю. Абдуллазянов, Р.Э. Абдуллазянов, Е.И. Грачева, А.Р. Петров, Р.М. Петрова, Т.В. Синюкова – Казань: Отечество, 2026. – 136 с. ISBN 978-5-6056157-4-3.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

**Параметры надежности 4-х возможных вариантов резервирования схем
с однострансформаторными подстанциями с присоединенными
потребителями**

**А.1 Логическая схема надежности для однострансформаторной
подстанции без резервирования**

На рисунке А.1 представлена схема участка сети с однострансформаторной подстанцией с присоединенными потребителями без резервирования.

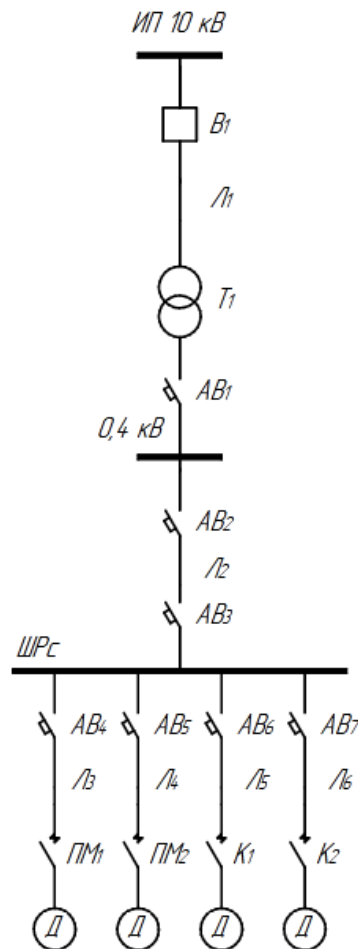


Рисунок А.1 – Схема однострансформаторной подстанции без резервирования

Структурная схема надежности электрической схемы без резервирования и ее преобразование аналогично схеме на рисунке 3.2.

На рисунке А.2 представлена структурная схема надежности для однотрансформаторной подстанции без резервирования.

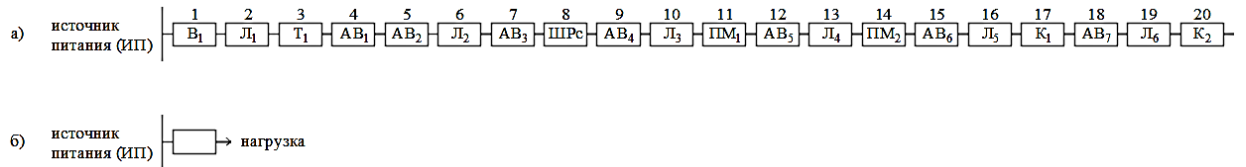


Рисунок А.2 – Логическая схема надежности однотрансформаторной подстанции без резервирования (а) и ее преобразование (б)

ω для цепи ИП-нагрузка (рисунок А.2б) для участка схемы без резервирования ($\omega_{\text{безРез.}}$)

$$\begin{aligned} \omega_{\text{без Рез.}} &= \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \dots + \omega_{19} + \omega_{20} = \\ &= \omega_{В1} + \omega_{Л1} + \omega_{Т1} + \omega_{АВ1} + \omega_{АВ2} + \omega_{Л2} + \omega_{АВ3} + \omega_{ШРС} + \omega_{АВ4} + \omega_{Л3} + \\ &\omega_{ПМ1} + \omega_{АВ5} + \omega_{Л4} + \omega_{ПМ2} + \omega_{АВ6} + \omega_{Л5} + \omega_{К1} + \omega_{АВ7} + \omega_{Л6} + \omega_{К2} = \\ &= \omega_{В} + \omega_{Л\ 10\text{кВ}} + \omega_{Т} + 7 \cdot \omega_{АВ} + 5 \cdot \omega_{Л\ 0,4\text{кВ}} + \omega_{ШРС} + 2 \cdot \omega_{ПМ} + 2 \cdot \omega_{К}. \end{aligned}$$

$\omega_{Л10\text{кВ}}$ (СКЛ-10 кВ) зависит от длины и рассчитывается по удельному параметру на 1 км: $\omega_{Л1} = 0,01 \cdot (100\text{ м}/1000\text{ м}) = 0,001$ откл/год.

$\omega_{Л0,4\text{кВ}}$ (АВВГ-0,4 кВ) также зависит от длины и рассчитывается по удельному параметру на 100 м

$$\text{Для } Л_2: \omega = 0,026 \cdot (10\text{ м}/100\text{ м}) = 0,0026\text{ откл/год};$$

$$\text{Для } Л_3 \dots Л_6: \omega = 0,026 \cdot (5\text{ м}/100\text{ м}) = 0,0013\text{ откл/год}.$$

$$\begin{aligned} \omega_{\text{без Рез.}} &= 0,015 + 0,001 + 0,015 + 7 \cdot 0,051 + (0,0026 + 4 \cdot 0,0013) + \\ &- 0,001 + 2 \cdot 0,095 + 2 \cdot 0,098 = 0,7828\text{ откл/год}. \end{aligned}$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{без Рез.}}} = \frac{1}{0,7828} = 1,28\text{ лет}.$$

Для электрической схемы питания 1 с.ш. с установленной резервной перемычкой на НН логическая схема надежности имеет две последовательные рабочие цепи, соединенные параллельно (рисунок А.4).

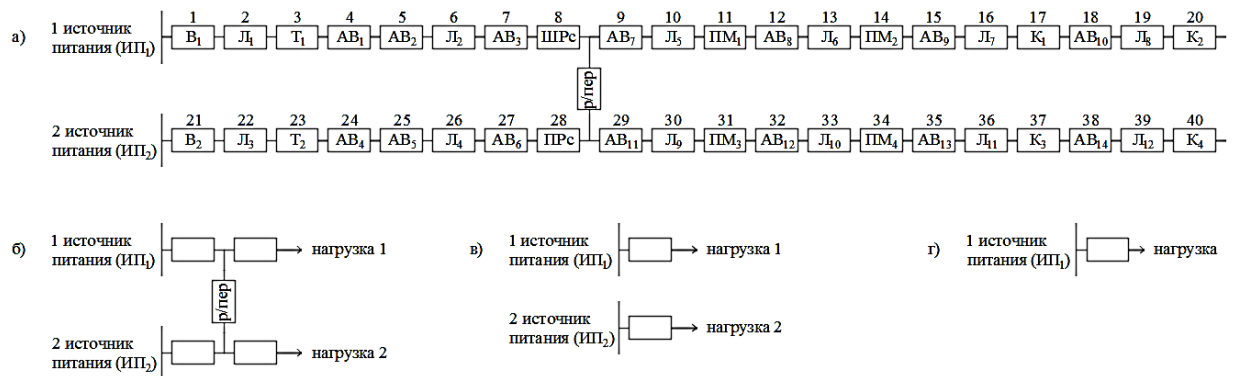


Рисунок А.4 – Логическая схема надежности для двух однотрансформаторных подстанций с взаимным резервированием на НН (а), этапы преобразования: первый (б), второй (в) и третий (г)

Первый этап включает в себя преобразование последовательных ветвей (рисунок А.4б).

ω цепи ИП₁-р/пер ($\omega_{\text{ИП1-р/пер}}$)

$$\begin{aligned} \omega_{\text{ИП1-р/пер}} &= \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 + \dots + \omega_8 = \\ &= \omega_{\text{В1}} + \omega_{\text{Л1}} + \omega_{\text{Т1}} + \omega_{\text{АВ1}} + \omega_{\text{АВ2}} + \omega_{\text{Л2}} + \omega_{\text{АВ3}} + \omega_{\text{ШРС}} = \\ &= 0,015 + 0,001 + 0,015 + 3 \cdot 0,051 + 0,0026 + 0,001 = 0,1876 \end{aligned}$$

ω цепи ИП₂- р/пер ($\omega_{\text{ИП2-р/пер}}$)

$$\omega_{\text{ИП2-р/пер}} = \omega_{21} + \dots + \omega_{28} + \omega_{\text{р/пер}}$$

В резервной перемычке (р/пер) установлены 2 АВ и КЛ 0,4 кВ: Л₁₃. $\omega_{\text{р/пер}}$

$$\begin{aligned} \omega_{\text{р/пер}} &= \omega_{\text{АВ}} + \omega_{\text{Л 0,4 кВ}} + \omega_{\text{АВ}} = 2 \cdot \omega_{\text{АВ}} + \omega_{\text{Л13}} = 2 \cdot 0,051 + 0,0013 \\ &= 0,1033. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_{\text{ИП2-р/пер}} &= \omega_{\text{В2}} + \omega_{\text{Л3}} + \omega_{\text{Т2}} + \omega_{\text{АВ4}} + \omega_{\text{АВ5}} + \omega_{\text{Л4}} + \omega_{\text{АВ6}} + \omega_{\text{ШРС}} + \omega_{\text{р/пер}} \\ &= 0,015 + 0,001 + 0,015 + 3 \cdot 0,051 + 0,0026 + 0,001 + 0,1033 \\ &= 0,2909. \end{aligned}$$

ω цепи р/пер-нагрузка₁ ($\omega_{\text{р/пер-НАГР1}}$)

$$\begin{aligned}\omega_{p/\text{пер-нагр}1} &= \omega_9 + \omega_{10} + \dots + \omega_{20} \\ &= \omega_{AB7} + \omega_{Л5} + \omega_{ПМ1} + \omega_{AB8} + \omega_{Л6} + \omega_{ПМ2} + \omega_{AB9} + \omega_{Л7} + \omega_{К1} \\ &+ \omega_{AB10} + \omega_{Л8} + \omega_{К2} = 4 \cdot \omega_{AB} + 4 \cdot \omega_{Л} + 2 \cdot \omega_{ПМ} + 2 \cdot \omega_{К} \\ &= 4 \cdot 0,051 + 4 \cdot 0,0013 + 2 \cdot 0,095 + 2 \cdot 0,098 = 0,5952.\end{aligned}$$

ω цепи р/пер-нагрузка₂ ($\omega_{p/\text{пер-нагр}2}$)

$$\omega_{p/\text{пер-нагр}2} = \omega_{29} + \omega_{30} + \dots + \omega_{40} = 0,5952.$$

Второй этап преобразования (рисунок А.4в).

ω цепи ИП₁-нагрузка₁ ($\omega_{\text{ИП1-нагр}1}$)

$$\omega_{\text{ИП1-нагр}1} = \omega_{\text{ИП1-р/пер}} + \omega_{p/\text{пер-нагр}1} = 0,1876 + 0,5952 = 0,7828.$$

ω цепи ИП₂-нагрузка₂ ($\omega_{\text{ИП2-нагр}2}$)

$$\omega_{\text{ИП2-нагр}2} = \omega_{\text{ИП2-р/пер}} + \omega_{p/\text{пер-нагр}2} = 0,2909 + 0,5952 = 0,8861.$$

На третьем этапе преобразования рассчитываем P и Q последовательных ветвей. P цепей

$$P_{\text{ИП1-нагр}1} = e^{-(\omega_{\text{ИП1-нагр}1})} = e^{-0,7828} = 0,4571,$$

$$P_{\text{ИП2-нагр}2} = e^{-(\omega_{\text{ИП2-нагр}2})} = e^{-0,8861} = 0,4123.$$

Q цепей

$$Q_{\text{ИП1-нагр}1} = 1 - e^{-(\omega_{\text{ИП1-нагр}1})} = 1 - e^{-0,7828} = 0,5429,$$

$$Q_{\text{ИП2-нагр}2} = 1 - e^{-(\omega_{\text{ИП2-нагр}2})} = 1 - e^{-0,8861} = 0,5877.$$

Третий этап включает в себя преобразование параллельных ветвей ИП₁-нагрузка₁ и ИП₂-нагрузка₂.

Q схемы (для системы из двух параллельно соединенных элементов)

$$Q_{\text{схемы}} = Q_{\text{ИП1-нагр}1} \cdot Q_{\text{ИП2-нагр}2} = 0,5429 \cdot 0,5877 = 0,319.$$

P схемы

$$P_{\text{схемы}} = 1 - Q_{\text{схемы}} = 1 - 0,319 = 0,681.$$

Зная $P_{\text{схемы}}$, можно определить ω для системы из двух, параллельно соединенных элементов, а также $T_{\text{нар.отк}}$

$$\omega_{\text{схемы}} = -\ln(P_{\text{схемы}}) = -\ln 0,681 = 0,3842 \text{ откл/год},$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{схемы}}} = \frac{1}{0,3842} = 2,60 \text{ года}.$$

А.3 Логическая схема надежности для двух однотрансформаторных подстанций с резервной перемычкой СН (установкой разъединителей Р33 и Р34 и выключателя В3 на линии резервной перемычки 10 кВ – Л14), без резервирования на НН

На рисунке А.5 показана схема участка сети с резервированием на СН, без резервирования на НН.

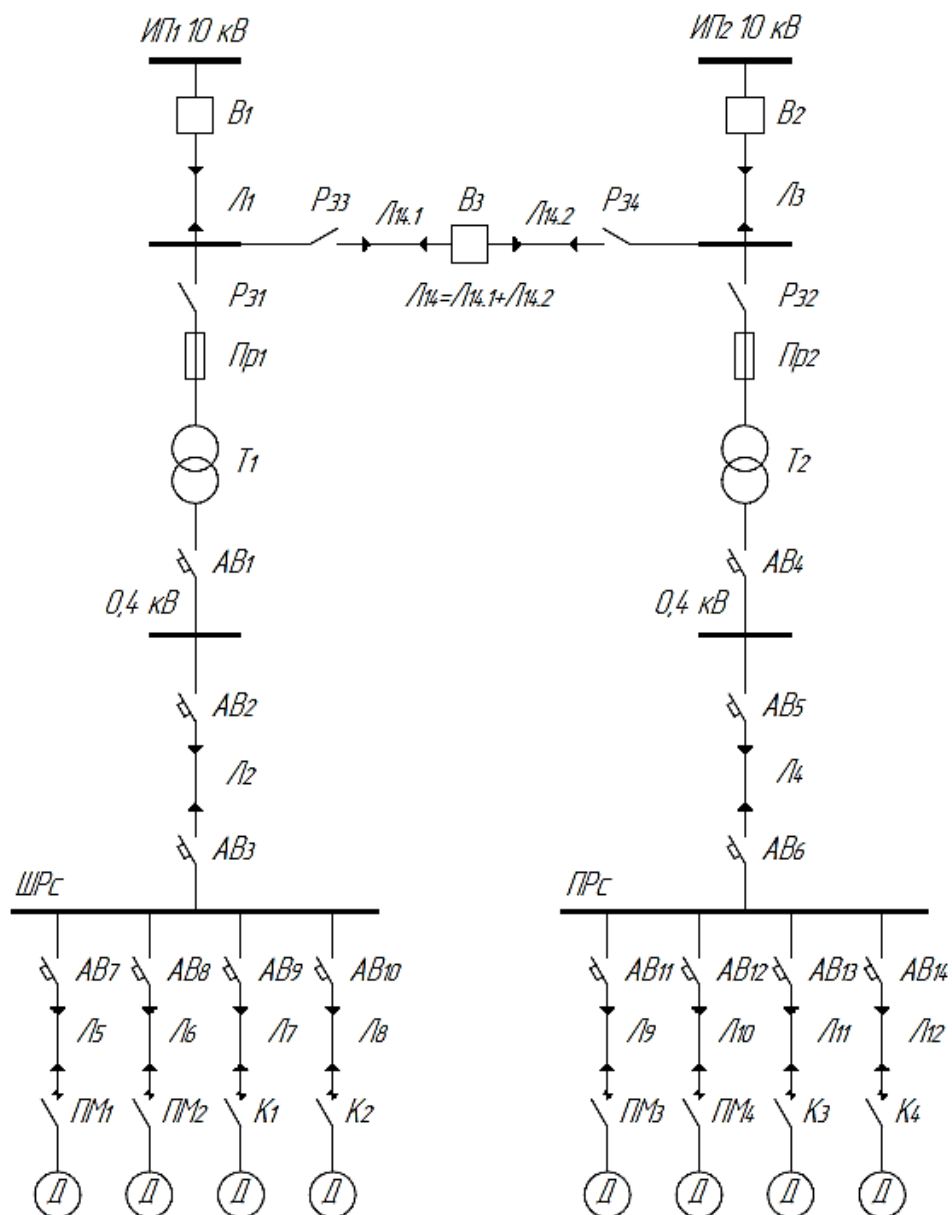


Рисунок А.5 – Схема участка сети с резервированием на СН, без резервирования на НН

В нормальном режиме схема (рисунок А.5) разомкнута разъединителями Р_{з3} и Р_{з4} и каждый участок линии питается от своего ИП независимо. При повреждении какого-либо участка на одной из линий происходит замыкание разъединителей Р_{з3} и Р_{з4}, прекращается питание всех потребителей, присоединенных к поврежденной линии.

Для электрической схемы с резервированием линии СН – Л₁₄ логическая схема надежности имеет две последовательные рабочие цепи, соединенные параллельно элементами Р_{з3}-В₃-Л₁₄-Р_{з4} (рисунок А.6).

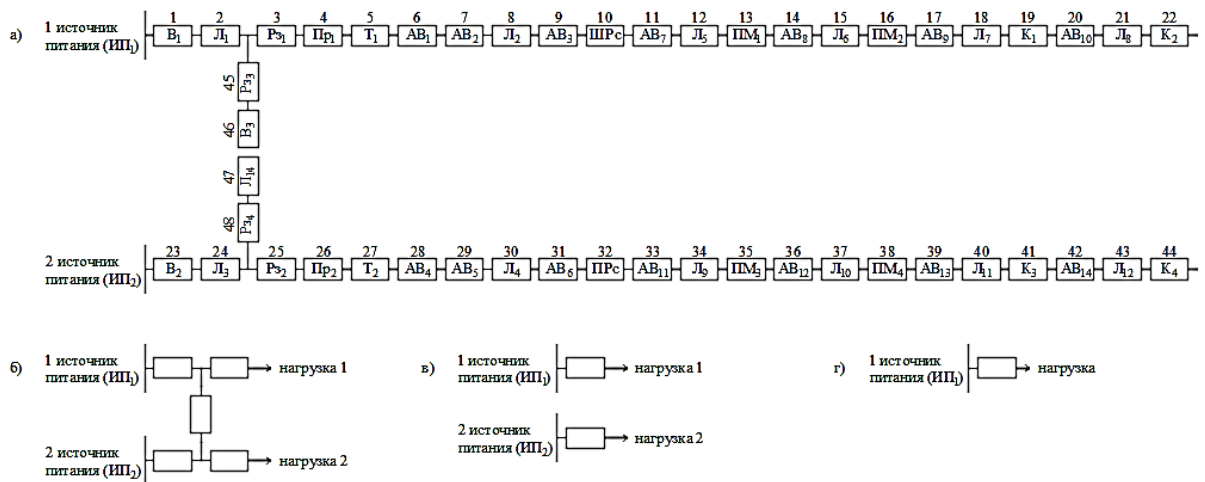


Рисунок А.6 – Логическая схема надежности для участка сети с резервированием на СН, без резервирования на НН (а), этапы преобразования: первый (б), второй (в) и третий (г)

Логическая схема надежности аналогична схеме (рисунок А.4) и этапы преобразования аналогичные.

Резервирование линии СН (резерв) осуществляется двумя разъединителями Р_{з3} и Р_{з4}, выключателем В₃ и Л₁₄.

$$\omega_{\text{резерв}} = \omega_{45} + \omega_{46} + \omega_{47} + \omega_{48} = \omega_{\text{Рз3}} + \omega_{\text{В3}} + \omega_{\text{Л14}} + \omega_{\text{Рз4}},$$

Р и Q схемы (рисунок А.6в):

$$Q_{\text{схемы}} = Q_{\text{ИП1-НАГР1}} \cdot Q_{\text{ИП2-НАГР2}} = 0,5371 \cdot 0,5773 = 0,31,$$

На рисунке А.8 приведена логическая схема надежности для схемы с двойным резервированием (рисунок А.7).

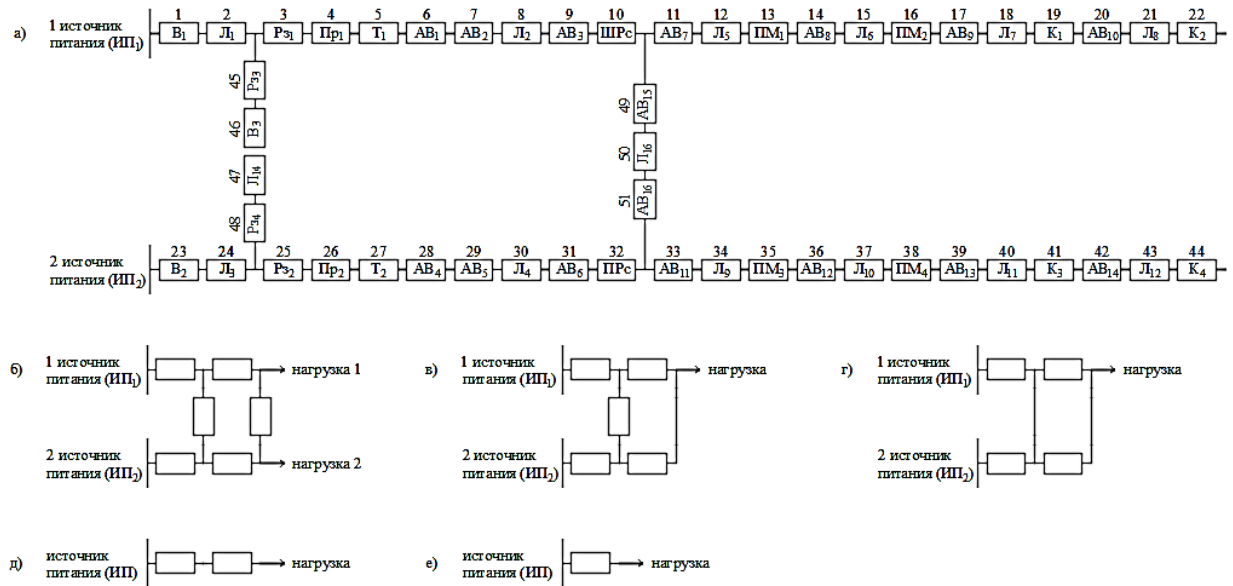


Рисунок А.8 – Логическая схема надежности участка схемы сети с двойным резервированием (а), этапы преобразования: первый (б), второй (в), третий (г), четвертый (д) и пятый (е)

Первый этап преобразования заключается в эквивалентировании последовательных ветвей исходной схемы (рисунок А.8а)

$$\omega_{\text{ИП1-Л1}} = \omega_1 + \omega_2,$$

$$\omega_{\text{ИП2-резерв}} = \omega_{23} + \omega_{24} + \omega_{\text{резерв}} = \omega_{23} + \omega_{24} + \omega_{45} + \omega_{46} + \omega_{47} + \omega_{48},$$

$$\omega_{\text{Рз1-ШРс}} = \omega_3 + \omega_4 + \dots + \omega_{10},$$

$$\begin{aligned} \omega_{\text{Рз2-р/пер}} &= \omega_{25} + \omega_{26} + \dots + \omega_{32} + \omega_{\text{р/пер}} = \\ &= \omega_{25} + \omega_{26} + \dots + \omega_{32} + \omega_{49} + \omega_{50} + \omega_{51}, \end{aligned}$$

$$\omega_{\text{р/пер-НАГР1}} = \omega_{11} + \omega_{12} + \dots + \omega_{22},$$

$$\omega_{\text{р/пер-НАГР2}} = \omega_{33} + \omega_{34} + \dots + \omega_{44}.$$

Далее рассчитывается P для последовательных цепей.

$$P_{\text{ИП1-Л1}} = e^{-\omega_{\text{ИП1-Л1}}},$$

$$P_{\text{ИП2-резерв}} = e^{-\omega_{\text{ИП2-резерв}}}.$$

Тогда Q

$$Q_{\text{ИП1-Л1}} = 1 - e^{-\omega_{\text{ИП1-Л1}}},$$

$$Q_{\text{ИП2-резерв}} = 1 - e^{-\omega_{\text{ИП2-резерв}}}.$$

Вероятность одновременного отказа параллельных элементов «ИП1-Л1» и «ИП2-резерв» (рисунок А.8г), обозначим Q^* , определяется как произведение вероятностей отказа этих элементов

$$Q^* = Q_{\text{ИП1-Л1}} \cdot Q_{\text{ИП2-резерв}}.$$

P параллельных элементов «ИП1-Л1» и «ИП2-резерв»

$$P^* = 1 - Q_{\text{ИП1-Л1}} \cdot Q_{\text{ИП2-резерв}}.$$

Тогда ω

$$\omega^* = -\ln(P^*).$$

Аналогичный расчет проводим для параллельной ветви «Рз1-ШРс» и «Рз2-р/пер».

После преобразования последовательных элементов схемы (рисунки А.8д, А.8е)

$$\omega_{\text{схемы}} = 0,2794 \text{ откл/год.}$$

$$T_{\text{нар.отк}} = \frac{1}{\omega_{\text{схемы}}} = \frac{1}{0,2794} = 3,58 \text{ года.}$$

А.5 Результаты расчетов параметров надежности схем с различными способами резервирования

В таблице А.1 приведены результаты расчетов параметров надежности схем с различными способами резервирования

Таблица А.1 – Результаты расчета вариантов схем электроснабжения

Варианты схем	$\omega_{\text{схемы}}$, ОТКЛ/ГОД	$T_{\text{нар.отк.}}$, ГОД
1. Без резервирования;	0,7828	1,28
2. С резервированием на НН (с резервной перемычкой 0,4 кВ);	0,3842	2,60
3. С резервированием линии СН (установка разъединителей Р ₃₃ и Р ₃₄ , выключателя В ₃ на линии резервной перемычки 10 кВ – Л ₁₄), без резервирования на НН;	0,3711	2,69
4. С двойным резервированием на СН и НН (предусматривающим установку резервных перемычек 10 и 0,4 кВ, разъединителей Р ₃₃ и Р ₃₄ , выключателя В ₃ , а также резервной перемычки 0,4 кВ)	0,2794	3,58

Данные таблицы А.1 показывают, что $\omega_{\text{схемы}}$ без резервирования имеет наибольшее значение, 0,7828 и уменьшается, примерно, в 2 раза при резервировании на НН (при подключении резервной перемычки 0,4 кВ) – до значения $\omega_{\text{схемы}} = 0,3842$. При резервировании цепи СН, при подключении резервной перемычки 10 кВ $\omega_{\text{схемы}} = 0,3711$. При двойном резервировании $\omega_{\text{схемы}}$ уменьшается до значения 0,2794 (почти в 3 раза меньше, чем для схемы без резервирования). Полученные результаты доказывают высокую надежность схемы с двойным резервированием при одинаковом количестве присоединений элементов к линии.

Как известно, величина $T_{\text{нар.отк}}$ обратно пропорциональна $\omega_{\text{схемы}}$.

Результаты проведенных исследований показали, что:

1) отношение $T_{\text{нар.отк}}$ схемы с резервированием на НН к $T_{\text{нар.отк}}$ схемы без резервирования составляет

$$2,60: 1,28 = 2,03,$$

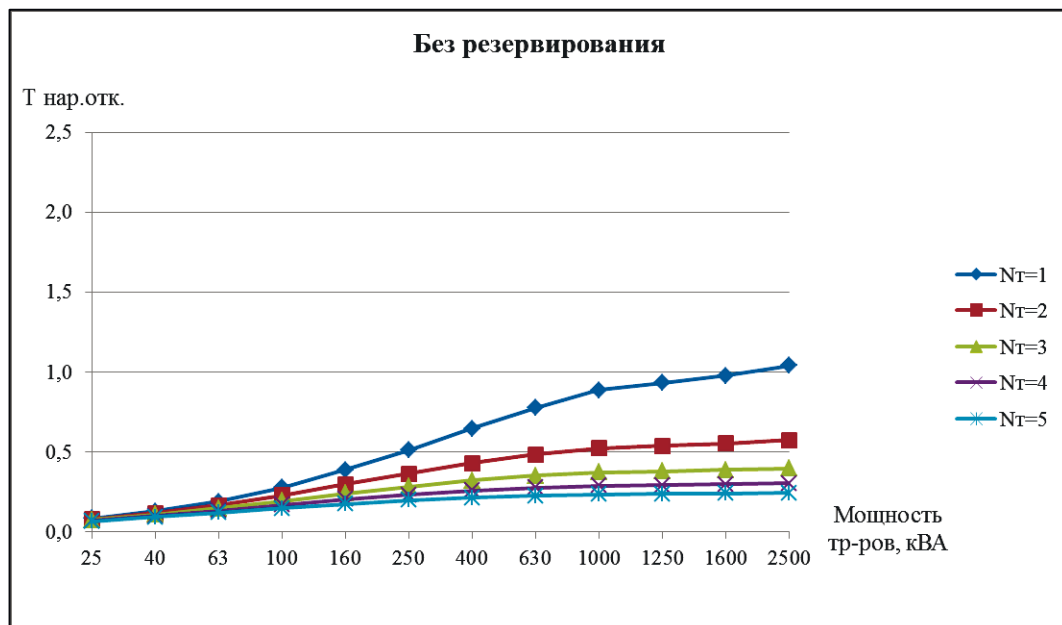
2) отношение $T_{\text{нар.отк}}$ схемы с резервированием на СН к $T_{\text{нар.отк}}$ схемы без резервирования составляет:

$$2,69: 1,28 = 2,10,$$

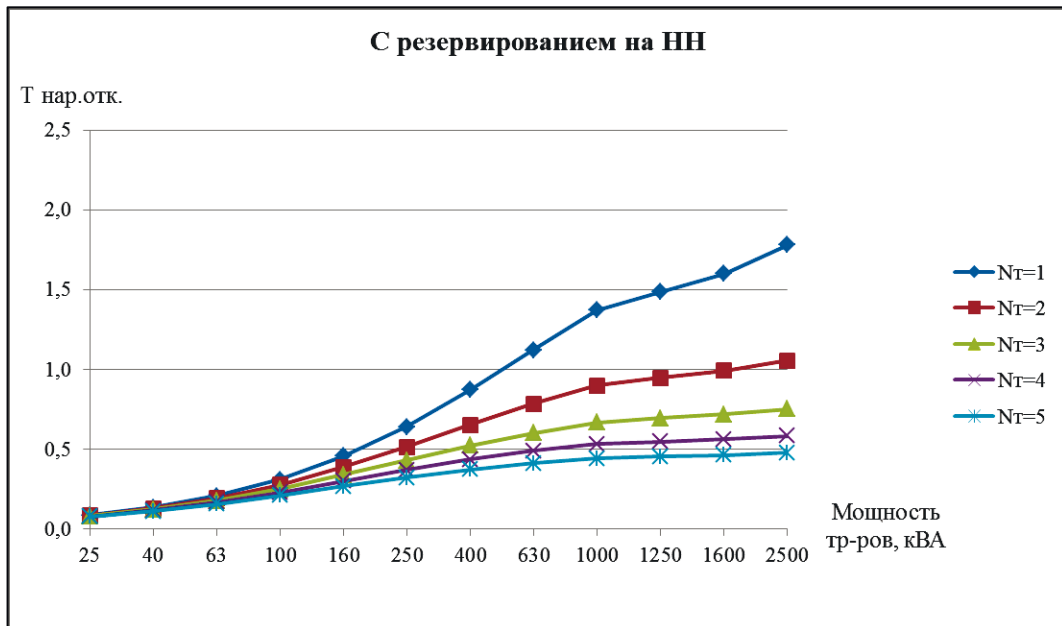
3) отношение $T_{\text{нар.отк}}$ схемы с двойным резервированием к $T_{\text{нар.отк}}$ схемы без резервирования:

$$3,58: 1,28 = 2,80.$$

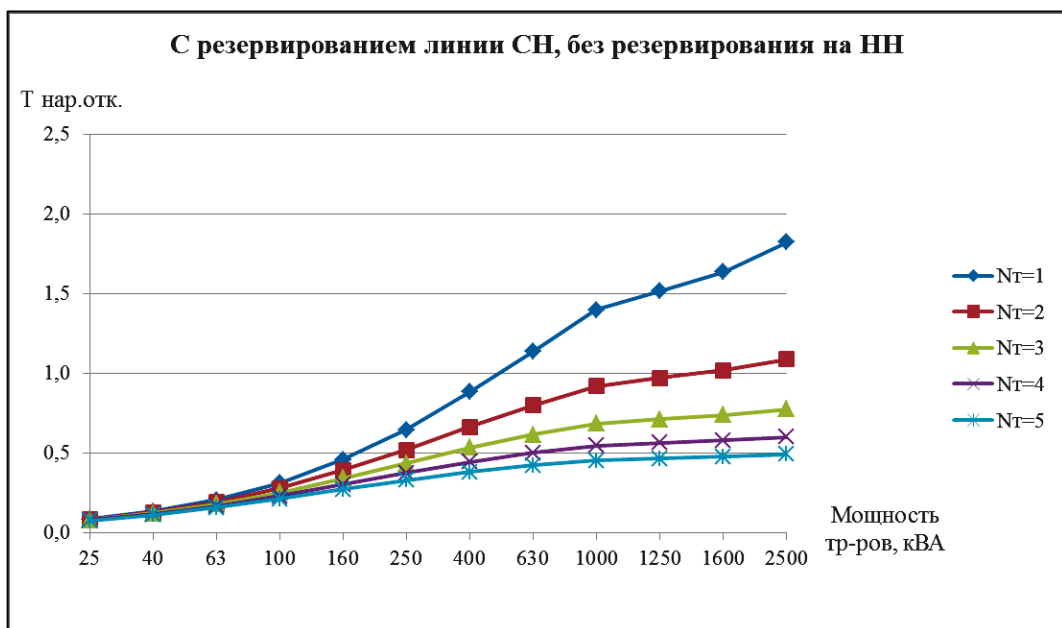
На рисунке А.9а-г приведены графические зависимости в $T_{\text{нар.отк}}$ схем с числом $N_{\text{РТ}}$ от 1 до 5 и $S_{\text{ТР}_{\text{НОМ}}}$ от 25 до 2 500 кВА.



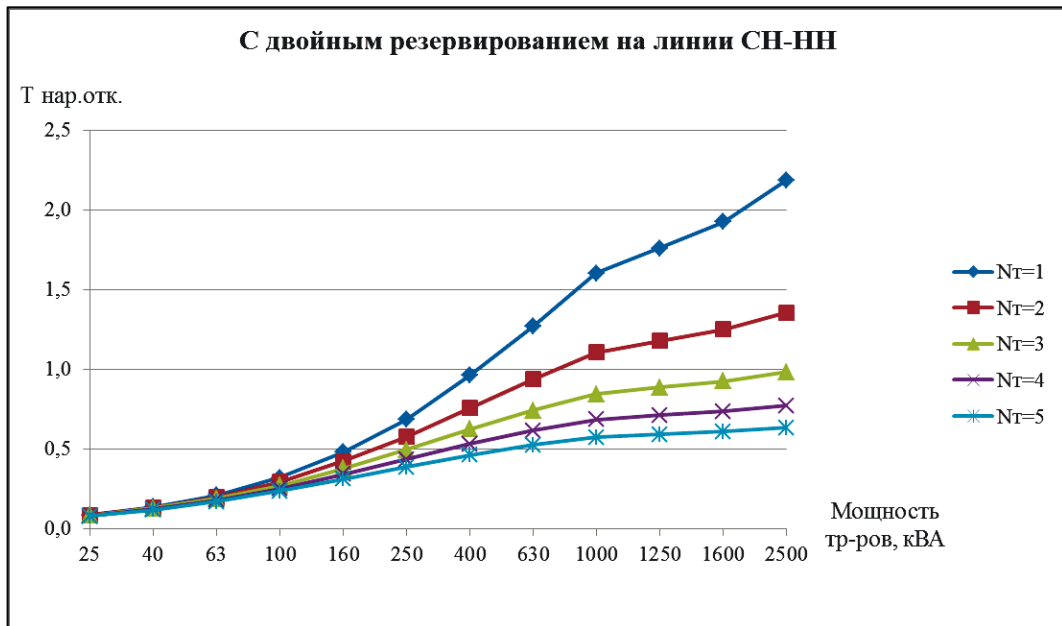
a)



б)



в)



г)

Рисунок А.9 – Графические зависимости $T_{нар.отк}$ схемы от $S_{ТРном}$, при различном N_T

а) без резервирования;

б) с резервированием на НН

в) с резервированием на СН, без резервирования на НН;

г) с двойным резервированием на СН и НН

Графические зависимости (рисунки А.9а-г) показывают, что оптимальная $S_{ТРном}$ уменьшается при увеличении N_T ; оптимальное значение РТ достигается при большем $T_{нар.отк}$.

Также, целесообразнее использовать меньшее число РТ $N_T = 1$ или 2, так как при $N_T = 3-5$ $T_{нар.отк}$ минимальное, при $K_{зг.тр} = 0,8$. Например, при использовании двух РТ с $S_{ТРном} = 1600$ кВА в схеме без резервирования $T_{нар.отк} = 0,55$ (рисунок А.9а, линия $N_T = 2$) больше, чем при использовании 4-х РТ такой же мощности ($T_{нар.отк} = 0,30$, рисунок А.9а, линия $N_T = 4$) в 1,86 раза.

$\omega_{схемы}$ обратно пропорционален $T_{нар.отк}$ и увеличивается при увеличении количества РТ. Например, для схемы с резервированием на НН (рисунок А.9б) при одинаковой мощности РТ в 250 кВА при $N_T = 1$ $\omega_{схемы} = 1,5624$, а при $N_T =$

3 $\omega_{\text{схемы}} = 2,3308$.

При сравнении вида 4-х вариантов графических зависимостей (рисунки А.5а-г) установлено, что наибольшее $T_{\text{нар.отк}}$ достигается при двойном резервировании ($T_{\text{нар.отк}} = 0,69$, рисунок А.9г, линия $N_T = 1$), наименьшее – при отсутствии резервирования ($T_{\text{нар.отк}} = 0,51$, рисунок А.9а, линия $N_T = 1$).

В результате сравнения графических зависимостей (рисунки А.9б и А.9в) установлено, что $T_{\text{нар.отк}}$ рассматриваемых схем при резервировании на НН или резервировании на СН отличается незначительно ($T_{\text{нар.отк}} = 0,64$ и $T_{\text{нар.отк}} = 0,65$ соответственно).

А.6 Срок окупаемости 4-х возможных вариантов резервирования схем

Рассчитаем срок окупаемости вариантов схем (рисунки А.1, А.3, А.5, А.7).

Для примера проведем расчет ДСО, год, для схемы без резервирования с установкой двух однострансформаторных подстанций. C_{Σ} составляет 1 млн рублей. В результате сбыта произведенной продукции предприятие планирует получать 415 тысяч рублей Пр.д.п. пр/пр. Ставка дисконтирования – 10%. Время наблюдения $t = 5$ лет.

$$\text{ДСО} = \frac{1\,000\,000}{\frac{415\,000}{(1 + 0,1)^5}} = 3,88.$$

Предполагаемый ДСО схемы с учетом инфляции

$$\text{ДСО}_{\text{инф.}} = \frac{1\,000\,000}{\frac{415\,000}{(1 + 0,1)^5}} \cdot 1,086^5 = 5,86.$$

В таблице А.2 приведены результаты расчетов показателей экономической эффективности вариантов схем (для рисунков А.3, А.5, А.7 и А.10). Вариант 1 – схема с двумя однострансформаторными подстанциями без резервирования (рисунок А.10).

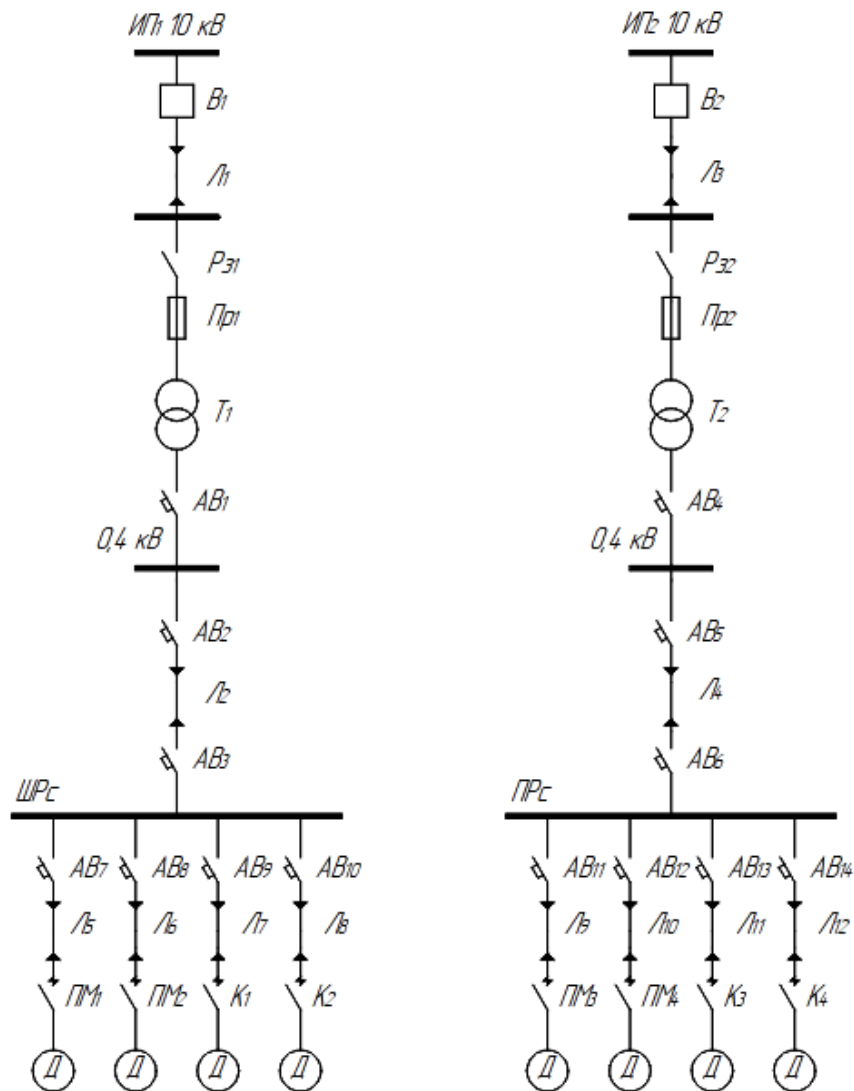


Рисунок А.10 – Схема двух однитрансформаторных подстанций без резервирования

Вероятность появления одного из двух несовместных (независимых) событий

$$\omega_{\text{схемы}} = 0,7828 + 0,7828 = 1,5656 \text{ откл/год.}$$

$$T_{\text{(нар.отк)}} = 1/1,5656 = 0,64 \text{ года.}$$

Таким образом, результаты расчетов и данные таблицы А.2 показывают, что второй вариант схемы (с резервированием на НН) имеет наименьший ДСО, равный 5,77 года с учетом $I_{\text{инф}}$, равной 8,6% в год, при этом $\omega_{\text{схемы}} = 0,38$.

Таблица А.2 – Результаты расчетов показателей экономической эффективности вариантов схем электроснабжения

Показатель экономической эффективности	Вариант схемы электроснабжения			
	1 (рис. А.10)	2 (рис. А.3)	3 (рис. А.5)	4 (рис. А.7)
C_{Σ} , руб.	1 000 000	1 020 000	1 075 000	1 095 000
Пр.д.п. пр/пр, руб./год	415 000	430 000	430 000	450 000
Ср. годд.п., руб.	257 682,35	266 996,17	266 996,17	279 414,60
ДСО оборудования схемы, год	3,88	3,82	4,03	3,92
$I_{инф.}$	8,6% в год			
$ДСО_{инф.}$ схемы, год	5,86	5,77	6,08	5,92
$\omega_{схемы}$, ОТКЛ/год	1,5656*	0,3842	0,3711	0,2794
$T_{нар.отк.}$, год	0,64	2,60	2,69	3,58

* по теореме сложения вероятностей.

Для схемы с установленными двумя однострансформаторными подстанциями без резервирования (1 вариант) ДСО составляет 5,86 года, $\omega_{схемы}$ при этом составляет 1,56.

При сравнении 3 и 4 вариантов схем (с резервированием на СН или с двойным резервированием: цепи СН и цепи НН) схема с двойным резервированием является надежнее: $\omega_{схемы} = 0,28$ и $T_{нар.отк.} = 3,58$ года, а также окупается быстрее (за 5,92 года).

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Исходный код программы

```
>> % число секций шин ИП-СН и число ТП равно 2.
>> % активная мощность нагрузки, МВт
>> P=[0.8:0.2:1.6]
>> % коэффициент мощности в тах активной нагрузки,
>> cosf=0.92
>> % коэффициент загрузки трансформатора,
K=0.8
>> % номинальная мощность трансформатора, МВА
>> Strnom=[0.025,0.040, 0.063,0.1,0.16,0.25,0.4,0.63,1,1.25,1.6,2.5]
>> % расчетная полная мощность нагрузки, МВА
>> Spoln=P/cosf
>> % число распределительных трансформаторов, шт.
>> Ntr=Spoln./(K*Strnom')
>> ceil (Ntr)
>> % число секций шин ИП-СН, шт.
nsh=[2]
>> % число ТП, шт.
nrtp=[2]
>> % Расчетное число линий СН, присоединенных к одной секции шин
источника питания ИП-СН, шт.
>> Nlsn=Ntr./(nsh.*nrtp)
>> ceil (Nlsn)
>> % Расчетное число присоединений на 1 секции ИП-СН, шт.
>> ceil (Nlsn+2)
>> % Расчетное число линий НН, шт.
Nlnn= Spoln./ Strnom'
```

```

>> ceil (Nlnn)
>> % Остальные присоединения
nost=2
>> % Расчетное число присоединений на 1 секции ТП-НН
>> ceil (Nlnn+ nost)
>> % коэффициент, учитывающий расположение ИП и ТП,
y=1
>> % общая площадь производственного предприятия, км2
S=[0.75 1.0 1.25 1.5 2.0]
>> % Средняя длина участков КЛ СН, км
Lsn=y*sqrt(S./nrtp')
>> % Средняя длина резервных линий СН и НН, км
Lrez= y*sqrt(S./(1+nrtp'))
>> %Средняя длина участков КЛ НН, км
Lnn= y*sqrt(S./ceil(Ntr))
>> % суммарный параметр потока отказов присоединений КЛ СН, откл/год
>> Wsn=0.001*(Lsn+Lrez)
>> % суммарный параметр потока отказов присоединений КЛ НН, откл/год
>> Wnn=0.026*(Lnn+Lrez)
>> % суммарный параметр потока отказов КЛ, откл/год
>> Wkl=Wsn+Wnn
>> % Суммарный параметр потока отказов остальных элементов схемы,
откл/год
>> Wost=0.039*nrtp
>> % Параметр потока отказов схемы, откл/год
>> W=Wkl+Wost
>> % Время наработки на отказ, год
T=1./W
>> % Время наблюдения, год
tn=[1:1:5]

```

```
>> % Вероятность безотказной работы схемы при tn=1,  
P1=exp(-W.*1)  
>> % Вероятность безотказной работы схемы при tn=2,  
P2=exp(-W.*2)  
>> % Вероятность безотказной работы схемы при tn=3,  
P3=exp(-W.*3)  
>> % Вероятность безотказной работы схемы при tn=4,  
P4=exp(-W.*4)  
>> % Вероятность безотказной работы схемы при tn=5,  
P5=exp(-W.*5)  
>> % Вероятность появления отказа схемы при tn=1,  
Q1=1-P1  
>> % Вероятность появления отказа схемы при tn=2,  
Q2=1-P2  
>> % Вероятность появления отказа схемы при tn=3,  
Q3=1-P3  
>> % Вероятность появления отказа схемы при tn=4,  
Q4=1-P4  
>> % Вероятность появления отказа схемы при tn=5,  
Q5=1-P5
```

ПРИЛОЖЕНИЕ В

СВИДЕТЕЛЬСТВО О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2025693975

**Моделирование и автоматизированный расчет
основных параметров надежности систем
электропитания объектов с учетом данных об отказах
электрооборудования**

Правообладатель: **ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "КАЗАНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"
(RU)**

Авторы: **Петрова Рената Маратовна (RU), Петров Алмаз
Радикович (RU), Грачева Елена Ивановна (RU), Петров Тимур
Игоревич (RU)**

Заявка № **2025693067**
Дата поступления **18 ноября 2025 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **03 декабря 2025 г.**



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

документ подписан электронной подписью
Сертификат 50672447, # 115216483154792956
Инициал: Зубов Юрий Сергеевич
Действителен с 04.07.2015 по 26.11.2028

АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ
**АССОЦИАЦИЯ
"РОСЭЛЕКТРОМОНТАЖ"**

Юр. адрес: 123557, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ
Пресненский, пер. Электрический, д. 3/10, стр. 1, ком. 5, этаж 4
Тел. (495) 899-00-96 E-mail: info@roselmon.su
Http://www.roselmon.su

Исх. № _____ от _____

УТВЕРЖДАЮ

Президент

Ассоциации «Росэлектромонтаж»

д-р. техн. наук, проф.

Ю.И. Солюянов

«__» _____ 2026 г.


АКТ О ВНЕДРЕНИИ

результатов исследований диссертационной работы
Петровой Ренаты Маратовны

Диссертационная работа Петровой Р.М. посвящена решению актуальной научно-технической задачи оценки параметров надежности схем систем электроснабжения объектов с трансформаторными подстанциями напряжением 10/0,4 кВ при различных способах их резервирования.

Результаты диссертационных исследований имеют практическую значимость и приняты к использованию в экспертной деятельности Ассоциации «Росэлектромонтаж».

В представленной работе предлагаются способы повышения надежности схем систем электроснабжения, а также управления режимами эксплуатации оборудования с помощью разработанных алгоритмов, моделей и методик и являются актуальными для промышленных, агропромышленных и сетевых объектов.

Главный специалист

В.И. Берман

Рогова О.Э.
rogova_rem@mail.ru.
+7(960) 048-10-97



АКТ
О внедрении
результатов диссертационной работы Петровой Ренаты Маратовны

Исследования, проведенные в диссертационной работе Петровой Р.М., позволяют проводить оценку параметров надежности электрической схемы объекта, проводить методику технико-экономического обоснования выбора оптимального варианта электрической схемы с учетом параметров надежности и способа резервирования трансформаторных подстанций.

Результаты исследований Петровой Р.М. приняты к внедрению в филиале АО «Сетевая компания» Казанские электрические сети.

Применение полученных результатов и разработанных методик позволяет повысить эффективность эксплуатации схем электрических сетей объектов и управлять надежностью электроснабжения потребителей.

Главный инженер



С.Р. Шагеев

КАЗАНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ
филиал акционерного общества «Сетевая компания»

420021, Республика Татарстан, г.Казань, ул.Г.Тукая, д.109, телефон (843) 572-10-21, e-mail: office.kes@gridcom-rt.ru
 ИНН 1655049111 КПП 165502001 Р/с 40602810843240000002 в филиале Банка ВТБ (ПАО) в г.Нижнем Новгороде
 Кор/счет 30101810200000000837 БИК 042202837

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ТАТЭЛЕКТРОМОНТАЖ»
(АО «ТАТЭМ»)
АВОД ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ
ИЗДЕЛИЙ (ЗЭМИ)



«ТАТЭЛЕКТРОМОНТАЖ»
АКЦИОНЕРЛЫК ЖӘМГЫЯТЕ
ЭЛЕКТРОМОНТАЖ
ЭШЛӘНМӘЛӘРЕ ЗАВОДЫ

юезд Тизлек, 29, Промышленно-коммунальная зона, Набережные Челны, в/л 200, Республика Татарстан, 423819, Тел: (8552)44-37-09, факс: (8552)44-38-06, E-mail: ok-zemi@yandex.ru; http://www.zemilatam.ru ИНН 1657002006, КПП 165902002, ОГРН 102160314

№ _____ от _____ 20__ г.

На № _____ от _____ 20__ г.

АКТ О ВНЕДРЕНИИ
результатов диссертационной работы
Петровой Ренаты Маратовны

В диссертационной работе Петровой Р.М. представлено решение актуальной задачи повышения надежности схем систем электроснабжения промышленных и непромышленных объектов с трансформаторными подстанциями напряжением 10/0,4 кВ при различных способах резервирования трансформаторов.

Разработаны модели, методики и компьютерная программа для расчета параметров надежности схем электроснабжения различной конфигурации.

Внедрение предлагаемых алгоритмов оценки параметров надежности схем электроснабжения объектов в производственную деятельность Завода электромонтажных изделий АО «Татэлектромонтаж» позволяет повысить эффективность эксплуатации систем электроснабжения и управлять надежностью электроснабжения потребителей.

Директор
ЗЭМИ АО «ТАТЭМ»

Исп.: Шамонов И.Н.
Тел. 8 8552 44 34 97

Шагвалиев А.А.





КГЭУ

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
**Федеральное государственное бюджетное образовательное
 учреждение высшего образования**
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
 (ФГБОУ ВО «КГЭУ»)



УТВЕРЖДАЮ
 Первый проректор – проректор
 по учебной работе
 А.В. Леонтьев
 «__» _____ 2026 г.

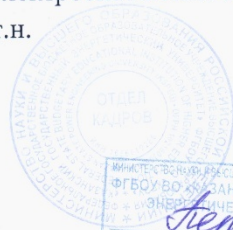
Акт о внедрении использования в учебном процессе ФГБОУ ВО «Казанский
 Государственный Энергетический Университет» результатов исследований
 диссертационной работы Петровой Ренаты Маратовны

Настоящий акт подтверждает, что результаты исследований, полученные в диссертационной работе Петровой Р.М., представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук по специальности 2.4.2. – «Электротехнические комплексы и системы» направлены на повышение надежности и эффективности эксплуатации оборудования систем электроснабжения и используются в учебном процессе Казанского Государственного Энергетического Университета при подготовке студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника» (Электроснабжение).

Использование результатов диссертационной работы позволяет повысить качество подготовки бакалавров в области электроэнергетики.

Заведующий кафедрой
 «Электроснабжения промышленных предприятий»
 к.т.н.

Т.И. Петров



Подпись
 Специалист ОК

Петрова
 Ст. 21.
 Кадыбрачманова О.А.