

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. Кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 2023 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение надежности функционирования электроэнергетической системы Амурской области путем модернизации открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ

Исполнитель

студент группы 142-ом

(подпись, дата)

Т.А. Николаева

Руководитель

профессор, к.т.н.

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель магистер-

ской программы

профессор, д.т.н.

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль

старший преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. Кафедрой

Н.В. Савина

« ____ » _____ 2023 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации студента Николаевой Татьяны Андреевны _____

1. Тема магистерской диссертации: Повышение надёжности функционирования электроэнергетической системы Амурской области путём модернизации открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ

(утверждено приказом от 21.02.2023 № 442-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 08.06.2023 г.

3. Исходные данные к работе исходные данные, полученные на преддипломной практике

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Современное состояние Амурской электроэнергетической системы. 2. Анализ аварийности электроэнергетической системы. 3. Повышение надёжности ОРУ 110 кВ БТЭЦ. 4. Расчёт токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов. 5. Оценка экономической эффективности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстрационного материала и т.п.) 27 рисунков, 43 таблицы, 50 источников, 5 приложений, 2 листа графической части

6. Консультанты по магистерской диссертации (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 09.03.2023 г.

Руководитель магистерской диссертации: Мясоедов Ю.В., профессор, канд.техн.наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученная степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 09.03.2023 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 97 страниц, 43 таблицы, 27 рисунков, 48 формул, 50 источников

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, НАДЁЖНОСТЬ, ОТКРЫТОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, БЛАНКИ И ПРОГРАММЫ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

В магистерской диссертации дана характеристика электроэнергетической системы Амурской области. Произведён расчет надежности до и после модернизации. Выбрано и проверено оборудование, которое необходимо для внедрения автоматизированных бланков переключений.

Произведена оценка и рассмотрены варианты повышения надежности функционирования электроэнергетической системы Амурской области, а также рассмотрены их технико-экономические показатели и целесообразность.

СОДЕРЖАНИЕ

Определение, обозначения, сокращения	6
Введение.....	7
1 Современное состояние амурской электроэнергетической системы.....	11
1.1 Географическая и климатическая характеристики Амурской области	11
1.2 Структурный анализ Благовещенской ТЭЦ	12
1.3 Структура потребления электрической энергии и мощности в Амурской области	15
1.4 Выводы	21
2 Анализ аварийности электроэнергетической системы	22
3 Повышение надёжности ОРУ 110 кВ БТЭЦ.....	29
3.1 Анализ надёжности первичного оборудования	29
3.2 Снижение влияния человеческого фактора.....	32
3.2.1 Повышение надёжности путём применения дистанционного управления оборудованием.....	33
3.2.2 Пример реализации автоматизированных программ переключений в REDKIT SCADA.....	37
3.3 Расчёт надёжности	45
3.3.1 Расчёт надёжности существующей схемы.....	48
3.3.2 Расчёт первого варианта повышения надёжности	55
3.3.3 Расчёт второго варианта повышения надёжности	58
3.4 Расчёт ущерба	59
3.5 Выводы	61
4 Расчет токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов	63
4.1 Расчет токов короткого замыкания	63
4.2 Выбор и проверка оборудования на ОРУ 110 кВ	66
4.2.1 Выбор и проверка выключателей.....	66
4.2.2 Выбор и проверка разъединителей	71
4.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	73

4.2.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения.....	81
4.3	Выводы	84
5	Оценка экономической эффективности	85
5.1	Капиталовложения в реализацию проекта	85
5.2	Расчет эксплуатационных издержек	86
5.3	Расчет амортизационных издержек.....	87
5.4	Прочие расходы	87
5.5	Чистый дисконтированный доход	88
5.6	Вывод.....	91
	Заключение	92
	Библиографический список	93
	Приложение А	98
	Приложение Б.....	141
	Приложение В.....	143
	Приложение Г	145
	Приложение Д.....	146

ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- МД – магистерская диссертация;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;
- РДУ – региональное диспетчерское управление;
- ОДУ – объединенное диспетчерское управление;
- ДЦ – диспетчерский центр;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- РУ – распределительное устройство;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ПС – подстанция;
- ОП – оперативный персонал;
- АБП – автоматизированные бланки переключений;
- АПП – автоматизированные программы переключений;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- КА – коммутационный аппарат;
- ЗН – заземляющий нож;
- ЭС – электростанция;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

В современном мире электроэнергетика играет ключевую роль в обеспечении устойчивого развития экономики и социальной сферы. Особенно это актуально для таких удаленных и сложных регионов, как Амурская область, где стабильное функционирование электроэнергетической системы имеет стратегическое значение. В связи с этим, повышение надежности и эффективности работы электроэнергетической системы Амурской области становится приоритетным направлением развития региональной инфраструктуры.

Одним из ключевых элементов электроэнергетической системы Амурской области является Благовещенская ТЭЦ, которая обеспечивает стабильное энергоснабжение региона. Однако существующее открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ требует модернизации для обеспечения более надежного функционирования и повышения уровня электроэнергетической безопасности.

Актуальность темы магистерского исследования: в связи с ростом потребления электроэнергии и мощности, а также увеличением числа промышленных и инфраструктурных объектов в Амурской области, повышение надежности функционирования электроэнергетической системы является актуальной и важной задачей.

Объект исследования: открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ.

Предмет исследования: технологии и методы модернизации открытого распределительного устройства для повышения надежности функционирования электроэнергетической системы Амурской области.

Надежность функционирования оценивается рядом показателей: вероятностью безотказной работы, параметром потока отказов, периодичностью отказов срабатывания, излишних и ложных действий и др.

Цель данной работы заключается в исследовании возможных путей модернизации открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ с целью повышения надежности функционирования электроэнергетической системы Амурской области. В рамках работы будут рассмотрены технические аспекты, актуальные тенденции развития электроэнергетики, а также экономическая эффективность предлагаемых решений.

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

- 1) Проанализировать текущее состояние электроэнергетической системы Амурской области и определить основные проблемы и слабые места.
- 2) Изучить существующие подходы и технологии модернизации открытых распределительных устройств.
- 3) Разработать оптимальные решения для модернизации открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ.
- 4) Оценить экономическую эффективность предложенных решений и выбрать наиболее предпочтительный вариант с учетом специфики региона и технических возможностей.

В ходе работы будет проведено комплексное исследование, включая сбор и анализ данных, сравнительный анализ существующих технологий и подходов, а также применение математических и экономических моделей для оценки эффективности предлагаемых решений.

Важность данного исследования обусловлена стремительным ростом потребности в электроэнергии, вызванным развитием промышленности и населенных пунктов Амурской области. Модернизация открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ позволит не только повысить надежность функционирования электроэнергетической системы, но и снизить потери электроэнергии.

Ожидаемая экономическая эффективность: реализация предложенных решений позволит снизить эксплуатационные расходы и уменьшить количество аварий, что приведет к сокращению простоев в энергоснабжении и снижению экономических потерь для потребителей электроэнергии.

Научная новизна: Разработка инновационных технических решений для модернизации открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ, а также методов оценки их эффективности.

Практическая значимость: Результаты исследования могут быть использованы для повышения надежности и стабильности функционирования электроэнергетической системы Амурской области, а также могут служить основой для модернизации других распределительных устройств аналогичного типа и напряжения. Внедрение результатов исследования в практику позволит снизить вероятность аварий и сбоев в работе электроэнергетической системы, что в свою очередь обеспечит стабильное и качественное энергоснабжение населения и промышленных объектов региона.

Полученные результаты исследования, а также практическое внедрение предложенных решений могут способствовать обеспечению более стабильного энергоснабжения, что в свою очередь положительно отразится на развитии экономики региона, улучшении условий жизни населения и развитии промышленности.

Тема магистерской диссертации была проработана и изучена. За время обучения было принято участие в различных конференциях и опубликовано три статьи в научных журналах. **Список научных публикаций и участия в конференциях:**

– участие в XXXI научной конференции Амурского государственного университета с темой доклада «Анализ применения микропроцессорных средств релейной защиты последнего поколения для повышения надёжности функционирования Благовещенской ТЭЦ»;

– участие в XXIII региональной научно-практической конференции «Молодёжь XXI века: Шаг в будущее» с темой доклада «Оценка возможности повышения надёжности функционирования Благовещенской ТЭЦ путём применения микропроцессорной релейной защиты генератора»;

– участие во X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов» с темой доклада «Оценка возможности применения автоматизированного дистанционного управления на ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ»;

– диплом I степени за доклад на XXXI научной конференции Амурского государственного университета «День науки» на секции «Современные аспекты энергетики»;

– публикация статьи на тему «Анализ применения микропроцессорных средств релейной защиты последнего поколения для повышения надёжности функционирования Благовещенской ТЭЦ» в сборнике XXXI научной конференции Амурского государственного университета;

– публикация статьи на тему «Оценка возможности повышения надёжности функционирования Благовещенской ТЭЦ путём применения микропроцессорной релейной защиты генератора» в сборнике XXIII региональной научно-практической конференции «Молодёжь XXI века: Шаг в будущее»;

– публикация статьи на тему «Оценка возможности применения автоматизированного дистанционного управления на ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ» в сборнике X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов».

Проект был разработан с использованием операционной системы Windows 10 и программ: Microsoft Office Word 2016 г., Microsoft Office Visio 2016 г., Microsoft Office Excel 2016 г., MathType 5.0 Equation, PTC Mathcad 15.0, PTC Mathcad Prime 9.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АМУРСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Рассмотрим географическую и климатическую характеристики района исследования, проведем структурный анализ Благовещенской ТЭЦ, проанализируем энергосистему и структуру потребления электрической энергии в Амурской области.

1.1 Географическая и климатическая характеристики Амурской области

Амурская область – часть Дальневосточного федерального округа, расположена на юго-востоке РФ. Её территория составляет 361, 9 тыс. км². Амурская область граничит с [23].:

- Якутией;
- Хабаровским краем;
- Еврейской автономной областью;
- Забайкальским краем;
- Китаем, граница с которым проходит по реке Амур.

В Амурской области преобладает резко континентальный климат с муссонными чертами, который характеризуется показателями самого холодного и теплого месяцев.

Такой климат обладает высокой контрастностью времен года. Лето – жаркое и дождливое, зима – холодная, сухая и малоснежная. По продолжительности солнечного сияния область занимает одно из первых мест в России [23].

Климатические и географические характеристики района проектирования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические и географические характеристики

Наименование	Показатели
1	2
Район по гололеду	IV
Район по ветру	III
Нормативная толщина стенки гололёда, мм	25
Нормативный скоростной напор ветра, Па	650

Продолжение таблицы 1

Наименование	Показатели
1	2
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Годовое количество осадков, мм/год	450-800
Температуры воздуха	
Среднегодовая, °С	-1,3
Минимальная, °С	-40,0
Максимальная, °С	+38,0

В зависимости от географического положения и климата, в Амурской области встречаются различные типы почв и растительности. В лесных районах преобладают черноземы и серые лесные почвы, а в степных районах - каштановые и серые почвы. В горных областях встречаются горно-лесные и горно-луговые почвы [23].

1.2 Структурный анализ Благовещенской ТЭЦ

Деятельность Благовещенской ТЭЦ направлена на производство не только тепловой, но и электрической энергии [3].

Установленная мощность ТЭЦ составляет [3]:

- 1) тепловая – 1005,6 Гкал/час;
- 2) электрическая – 404 МВт.

Основные функции станции [3]:

- выдача мощности и выработка электрической энергии;
- регулирование частоты;
- прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергетической системе.

Проектное топливо – бурый уголь [4].

Выдача электрической энергии в Амурскую энергосистему производится непосредственно с ОРУ напряжением 110 кВ [4].

Диспетчерское наименование отходящих ЛЭП [4]:

- 1) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 2 с отпайкой на ПС Чигири;

- 2) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайками;
- 3) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 с отпайками;
- 4) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2 с отпайками;
- 5) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная № 1;
- 6) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная № 2.

Основное оборудование станции представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Основное оборудование станции

Турбогенератор	Мощность	Турбина	Генератор	Ввод в эксплуатацию
1	2	3	4	5
№1	60 МВт	ПТ-60-130/13-1,2	ТВФ-63-2У3	1982 году
№2	110 МВт	Т-110/120-130-4	ТВФ-120-2У3	1983 году
№3	110 МВт	Т-110/120-130-4	ТВФ-120-2У3	1985 году
№4	124 МВт	Т-120-140-12,8-2	ТЗФП-130-2У3	2015 году

Энергорайон Благовещенской ТЭЦ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Энергорайон Благовещенской ТЭЦ

На рисунке 2 представлена структурная схема РУ ВН 110 кВ «Две рабочие и обходная системы шин», у которой 6 линейных и 4 трансформаторных ячейек.

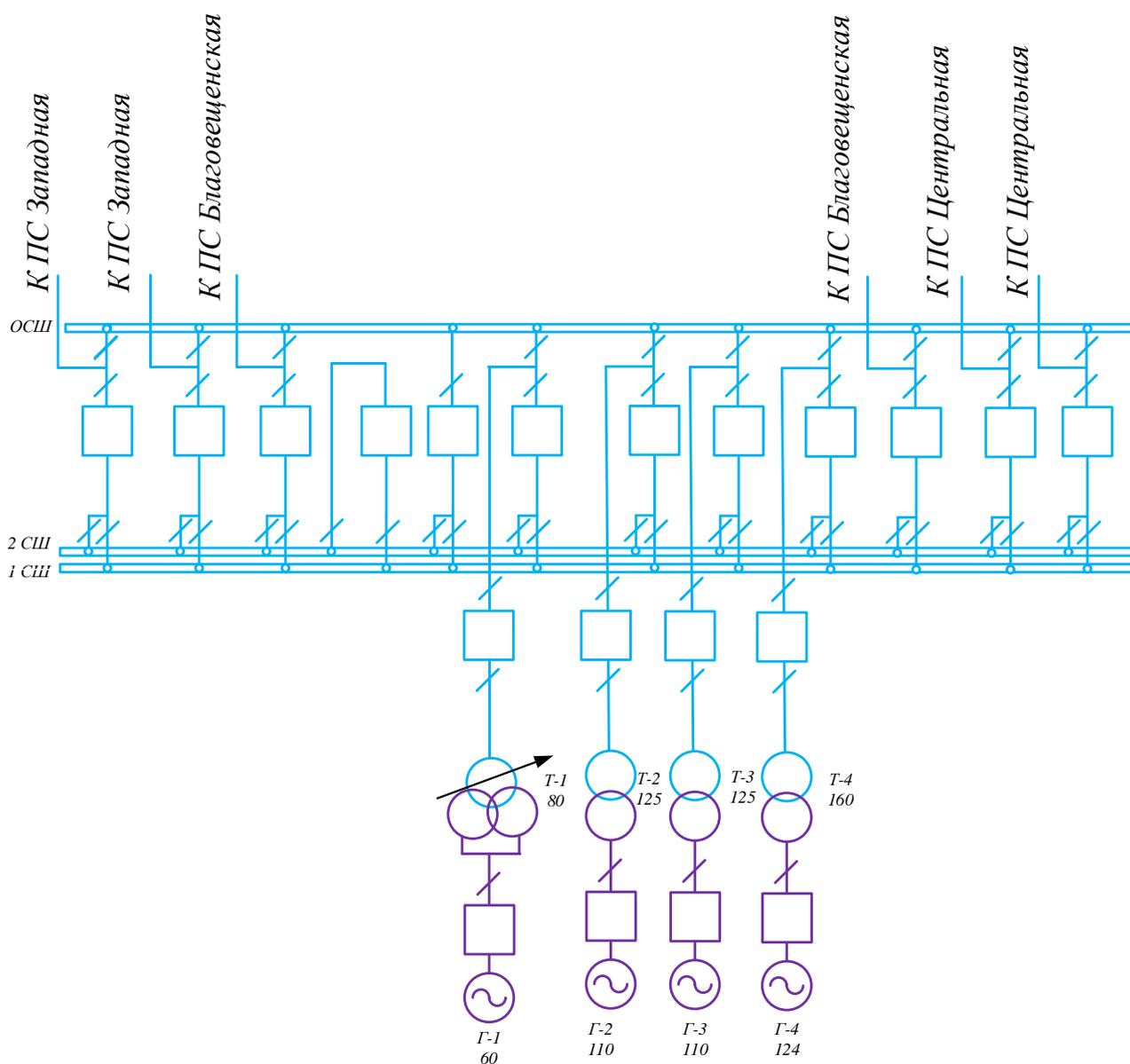


Рисунок 2 – Структурная схема Благовещенской ТЭЦ

Данные о силовых трансформаторах Благовещенской ТЭЦ представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы Благовещенской ТЭЦ

Марка	Кол-во	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
1	2	3	4	5	6	7
ТРДЦН - 80000/110	1	10,5	310	70	480,0	0,6

Продолжение таблицы 3

Марка	Кол-во	U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
1	2	3	4	5	6	7
ТДЦ -125000/110	2	10,5	400	120	687,5	0,55
ТДЦ - 160000/110	1	10,5	410	110	685,0	0,55

Данные о генераторах Благовещенской ТЭЦ представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Генераторы Благовещенской ТЭЦ

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин
1	2	3	4	5
ТВФ-63-2УЗ	1	60	6,3	1500
ТВФ-120-2УЗ	2	110	10,5	1500
ТЗФП-130-2УЗ	1	124	10,5	1500

В таблице 5 представлены данные о ЛЭП, отходящих от БТЭЦ.

Таблица 5 – Линии электропередачи, отходящие от БТЭЦ

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 2	110	АСО - 300	9,17	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1	110	АСО - 300	9,17	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1	110	АС - 185	6,00	ВЛ
Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2	110	АС - 185	6,00	ВЛ
Благовещенска ТЭЦ – Западная № 1	110	АСО - 240	2,00	ВЛ
	110	АС - 185	0,10	
Благовещенска ТЭЦ – Западная № 2	110	АСО - 240	2,00	ВЛ
	110	АС - 185	0,10	

1.3 Структура потребления электрической энергии и мощности в Амурской области

Энергетическая инфраструктура играет критическую роль в функционировании любого региона, и Благовещенская ТЭЦ, как основной источник электрической энергии и мощности для Амурской области, не является исключением.

Расчет ущерба от прерывания выдачи мощности потребителям обязательно требует учета структуры потребления электрической энергии и мощности в регионе.

Благовещенская ТЭЦ вырабатывает значительную часть энергии для Амурской области. Величина выработанной мощности зависит от множества факторов, включая состояние оборудования, условия эксплуатации и спрос на энергию.

В Амурской области потребление электроэнергии и мощности распределено между различными секторами, включая домашние хозяйства, промышленные предприятия, государственные и коммерческие учреждения, а также сельскохозяйственные предприятия. Каждый из этих секторов имеет свои особенности в отношении потребления энергии и мощности, и, следовательно, потенциального ущерба от прерывания энергоснабжения.

В случае прерывания работы Благовещенской ТЭЦ, ущерб для потребителей будет определяться их специфическими потребностями в энергии и мощности, а также временем и продолжительностью сбоя.

Понимание структуры потребления электрической энергии и мощности в Амурской области позволяет более точно определить потенциальный ущерб от прерывания выдачи мощности и разработать стратегии по его минимизации.

В соответствии с обосновывающими материалами «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023-2028 годы» Филиала «СО ЕЭС» – Амурское РДУ, был проведен анализ данных о реальном состоянии энергетики в энергосистеме Амурской области за 2017-2021 годы. Также был изучен прогноз электропотребления и ожидаемый максимум мощности потребления в энергосистеме Амурской области на каждый год в период 2023-2028 годов [26].

В период с 2017 по 2021 годы потребление электроэнергии в энергосистеме Амурской области увеличилось на 1232 млн кВт·ч, достигнув 9602 млн кВт·ч в 2021 году. Это соответствует среднегодовому росту на 2,78%. Максимальный годовой рост составил 5,14% в 2021 году, а наибольшее снижение – 0,76% в 2017 году [26].

С 2017 г. по 2021 г. максимальное потребление мощности энергосистемы Амурской области возросло на 256 МВт, достигнув 1653 МВт, что соответствует среднегодовому росту на 3,42%. В 2021 году наибольший годовой рост мощности составил 12,43%, что связано с увеличением потребления мощности в промышленности и низкими температурами наружного воздуха в период максимального потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2017 году и составило 1,43% [26].

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Амурской области в ретроспективном периоде обусловлена следующими факторами [26]:

- введением и последующим смягчением карантинных мер в 2020 и 2021 годах;
- увеличением объемов перекачки нефти через трубопроводную систему ВСТО-2 ООО «Транснефть-Дальний Восток»;
- ростом потребления электроэнергии объектами железнодорожного транспорта;
- увеличением потребления электроэнергии золотодобывающими компаниями;
- значительным различием среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

Показатели энергосистемы Амурской области в период с 2017 по 2021 годы представлены в таблице 7. Потребление электрической энергии и мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов изображены на рисунках 3 и 4.

Таблица 7 – Показатели энергосистемы Амурской области в период с 2017 по 2021 годы

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	8306	8430	8863	9124	9602
Годовой темп прироста, %	-0,76	1,49	5,14	2,94	5,24
Максимум потребления мощности, МВт	1377	1391	1467	1470	1653

Продолжение таблицы 7

Годовой темп прироста, %	-1,43	1,02	5,46	0,20	12,43
Число часов использования максимума потребления мощности	6032	6060	6042	6207	5810
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	24.12 04:00	18.12 04:00	27.12 12:00	22.01 04:00	23.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26,0	-25,5	-30,7	-23,9	-30,6

Потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

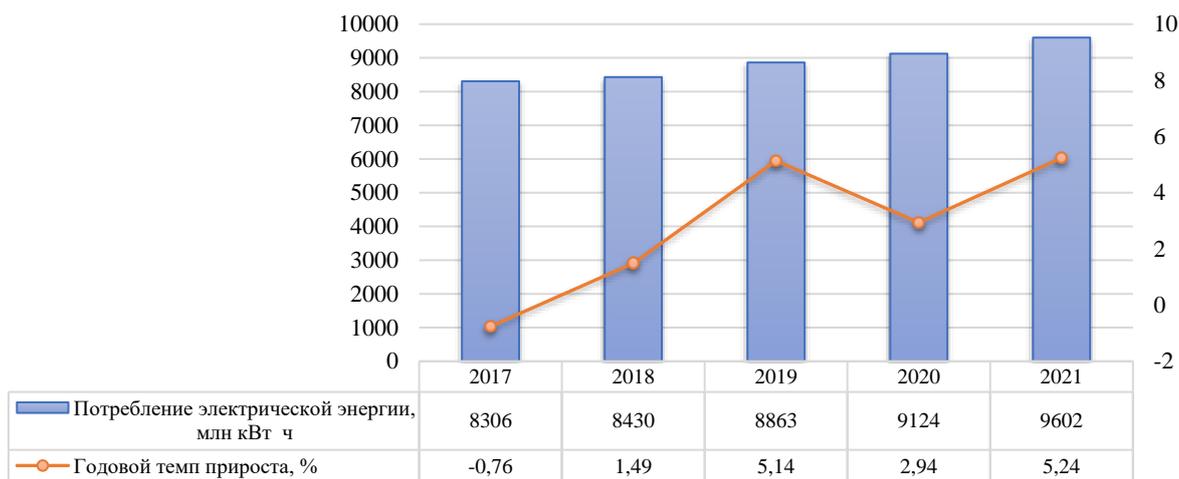


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

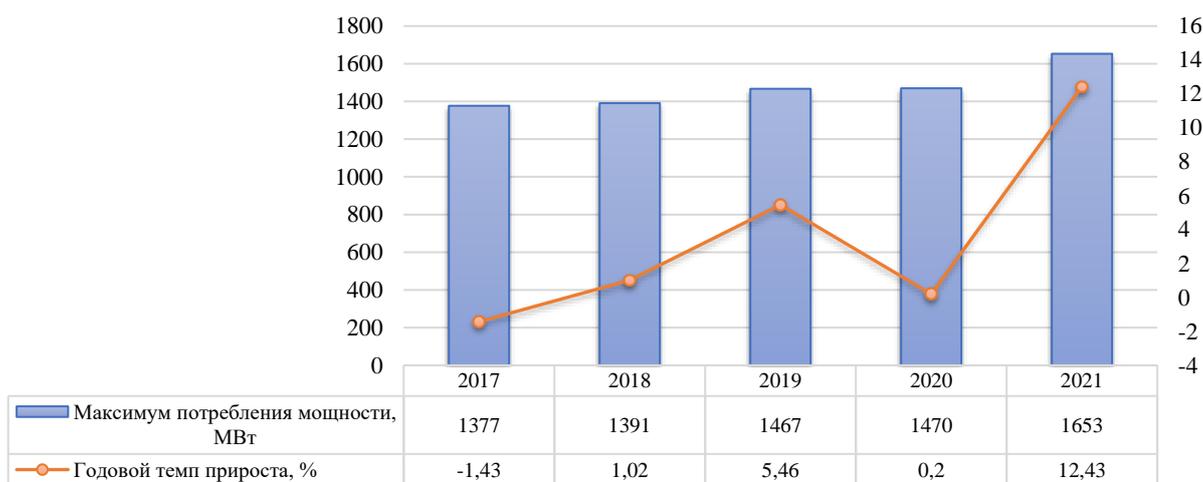


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

На основании данных, представленных выше, был выполнен прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области на период 2023–2028 годов (см. таблицу 8).

Таблица 8 – Прогнозные показатели энергосистемы Амурской области в период с 2023 по 2028 годы

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
1	2	3	4	5	6	7
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11021	13111	14248	15403	15416	15481
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	-	2090	1137	1155	13	65
Годовой темп прироста, %	-	18,96	8,67	8,11	0,08	0,42
Максимум потребления мощности, МВт	1854	2223	2481	2476	2478	2482
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	-	369	258	-5	2	4
Годовой темп прироста, %	-	19,90	11,61	-0,20	0,08	0,16
Число часов использования максимума потребления мощности	5944	5898	5743	6221	6221	6237

Прогнозируемый уровень потребления электроэнергии в энергосистеме Амурской области составит 15 481 млн кВт·ч, с среднегодовым темпом роста 7,06%. Максимальный годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году – 2 090 млн кВт·ч или 18,96%, в то время как минимальный прирост прогнозируется в 2027 году – 13 млн кВт·ч или 0,08% [26].

Изменение динамики потребления электрической энергии в энергосистеме Амурской области показано на рисунке 5.

Основные факторы, влияющие на прогнозную динамику изменения потребления электроэнергии в энергосистеме Амурской области, включают [26]:

- запуск Амурского газохимического комплекса и Амурского газоперерабатывающего завода;
- рост потребления электроэнергии объектами железнодорожного транспорта;

- комплексное развитие социальной инфраструктуры;
- увеличение объемов перекачки нефти через трубопроводные системы ВСТО-1 и ВСТО-2 «Транснефть-Восток».

**Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы
Амурской области и годовые темпы прироста на период 2023 –
2028 годов**

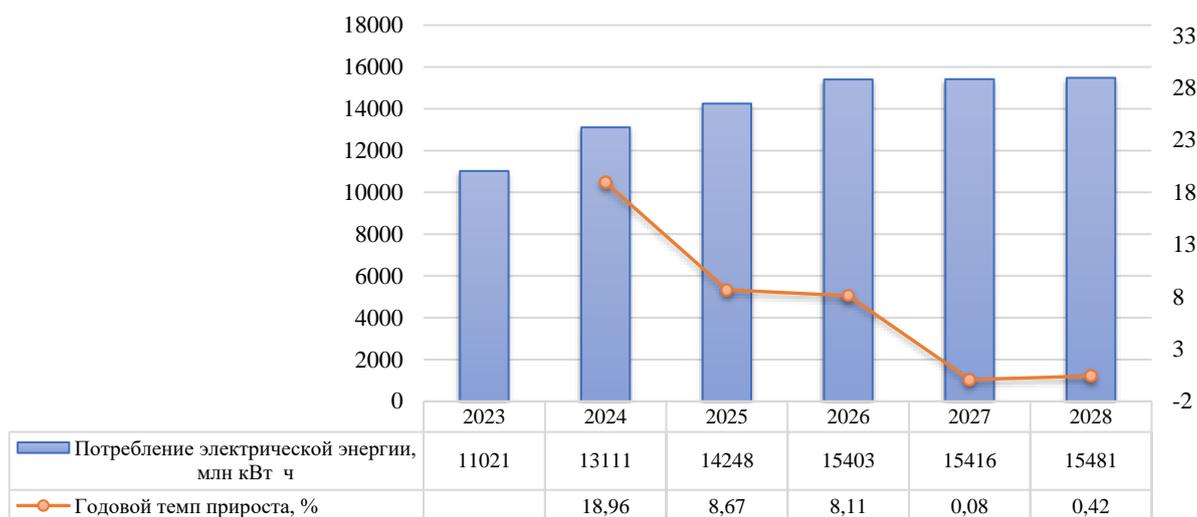


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

К 2028 году прогнозируется максимальное потребление мощности в энергосистеме Амурской области на уровне 2482 МВт с среднегодовым темпом прироста 5,98% [26].

В 2024 году ожидается наибольший годовой прирост потребления мощности – 369 МВт или 19,90%, что связано с планируемым запуском проекта «Кузбасс-порты Дальнего Востока» ОАО «РЖД» и вводом ООО «АГХК». В 2026 году прогнозируется наименьший прирост – минус 5 МВт или минус 0,20% [26].

В прогнозный период режим электропотребления энергосистемы сохранит разуплотненный характер, аналогичный отчетному периоду – 2021 г. К 2028 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6237 час/год [26].

Изменение динамики максимального потребления мощности и годовые темпы прироста в энергосистеме Амурской области изображены на рисунке 6.

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста на период 2023 – 2028 годов

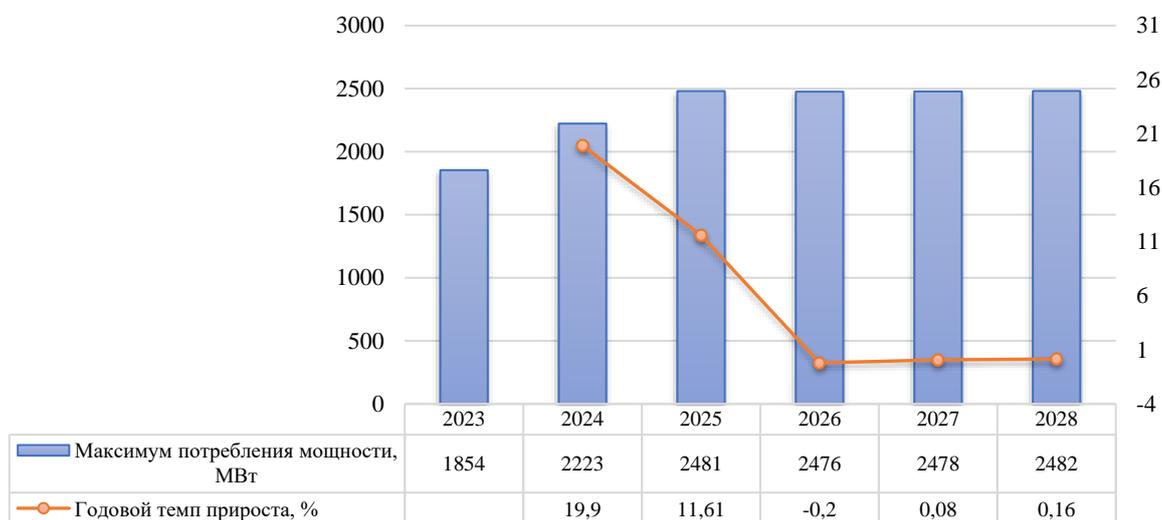


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

1.4 Выводы

В данном разделе мы рассмотрели географическую и климатическую характеристики района исследования, провели структурный анализ Благовещенской ТЭЦ, проанализировали энергосистему, структуру потребления электрической энергии и мощности в Амурской области.

Понимание потребления электрической энергии и мощности является ключевым элементом в разработке энергетических стратегий, позволяющих снизить ущерб и повысить надежность системы. Это также поможет в реализации устойчивого развития, энергосбережении и оптимизации ресурсов.

2 АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Благовещенская ТЭЦ входит в состав АО «ДГК», которая, в свою очередь, входит в состав Группы РусГидро. Поэтому для более подробной проработки, рассмотрим аварийность тепловой генерации дальневосточного федерального округа (ДФО). Так как ошибки и аварии могут быть какие угодно, поэтому необходимо рассмотреть другие электростанции.

В данном разделе проанализируем аварийности в электроэнергетической системе. Анализ позволяет:

- Определить причины аварий: при анализе аварий и сбоев важно понять, что именно пошло не так. Это может быть техническая неисправность, влияние человеческого фактора, стихийное бедствие и т.д. Разбор конкретных ситуаций помогает выявить корни проблем.

- Предотвратить будущие аварии: на основании анализа аварийности можно предпринять меры, направленные на предотвращение подобных инцидентов в будущем. Это могут быть технические улучшения, обновление процедур безопасности, обучение персонала и т.д.

- Оптимизировать эксплуатацию и обслуживание: анализ аварийности может указать на необходимость изменения режима работы оборудования или улучшения процедур технического обслуживания и ремонта.

- Улучшить планирование и распределение ресурсов: анализ аварийности может помочь в планировании и распределении ресурсов. Например, если анализ показывает, что аварии часто происходят из-за отказа определенного типа оборудования, то компания может решить увеличить запасы такого оборудования.

- Снизить экономические потери: аварии могут привести к значительным экономическим потерям из-за простоя оборудования, затрат на восстановительные работы, убытков от недоотпуска электроэнергии и т.д. Предупреждение аварий помогает снизить такие потери.

- Повысить безопасность: понимание и устранение причин аварийности позволяет сделать систему безопаснее для работников и окружающей среды.

Несомненно, анализ аварийности является ключевым инструментом управления надёжностью и безопасностью электроэнергетической системы.

Анализ аварийности тепловой генерации проведём согласно ежегодному анализу аварийности на энергетических объектах Группы РусГидро, по итогам работы за 2022 год [11].

На рисунке 7 представлено распределение общей аварийности по объектам тепловой генерации в ДФО.

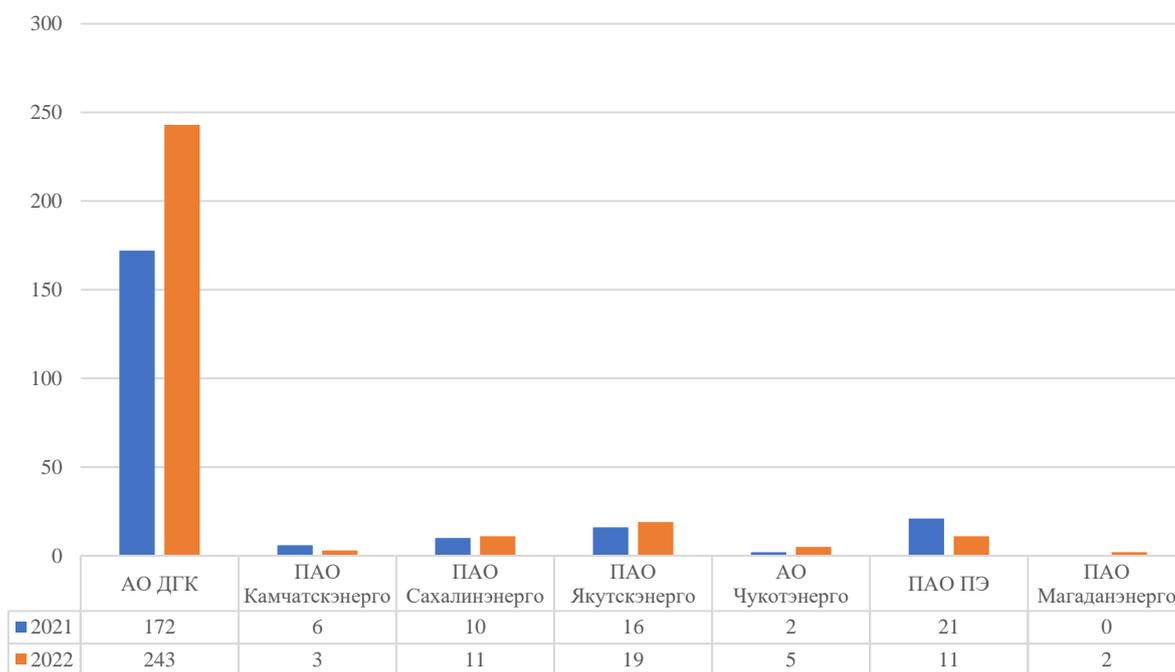


Рисунок 7 – Распределение общей аварийности по объектам тепловой генерации в ДФО

Наблюдается рост аварийности по объектам тепловой генерации за исключением ПАО «Камчатскэнерго» и ПАО «Передвижная энергетика» [11].

Наиболее значительный рост аварийности произошел в работе ТЭС АО «ДГК» – 71 авария. Основной причиной роста аварийности ТЭС АО «ДГК» является высокий физический износ оборудования на фоне увеличения загрузки электростанций вследствие ежегодного роста электропотребления на территории ДФО, увеличение экспорта в КНР в 2022 году [11].

В целях повышения надежности и уменьшения аварийности ТЭС АО «ДГК» ПАО «РусГидро» совместно с АО «ДГК» разработана и утверждена Правлением Общества 09.12.2022 Программа повышения надёжности ТЭС АО «ДГК» со сроком реализации 2022-2029 гг..

Мероприятия Программы направлены на повышения технического состояния электростанций до уровня, отвечающего складывающемуся режиму работы с высокой электрической и тепловой нагрузкой оборудования [11].

Кроме того, Обществом утвержден План мероприятий по обеспечению надежного прохождения отопительного сезона 2022/2023 года тепловыми электростанциями АО «ДГК», предусматривающий выполнение мероприятий организационного (оперативного) и технического характера для надежного прохождения осенне-зимнего периода максимума нагрузок [11].

Распределение аварийности с декомпозицией групп организационных причин аварий на ТЭС и ЭСХ 110 кВ и выше приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение аварийности с декомпозицией групп организационных причин аварий на ТЭС и ЭСХ 110 кВ и выше

Организационная причина	2021, %	2022, %
1	2	3
Группа «Недостатки эксплуатации»	29,2	35,2
Ошибочные или неправильные действия оперативного и (или) диспетчерского персонала	0,4	1,1
Ошибочные или неправильные действия (или бездействие) персонала служб (подразделений) организации	0	0,1
Ошибочные или неправильные действия собственного ремонтного или наладочного персонала организации	0,1	0,1
Ошибочные или неправильные действия (или бездействие) руководящего персонала	0	0,1
Неудовлетворительное качество производственных или должностных инструкций, других локальных актов документов организации	0,5	0,9
Несоблюдение сроков ТО и ремонта оборудования, устройств	1,9	2,6
Несоблюдение объемов ТО и ремонта оборудования, устройств	1,1	1,4
Несвоевременное выявление и устранение дефектов	10,8	8,9
Прочие нарушения (в т.ч. физический износ)	14,4	20,1
Невыявленные причины	1,6	2,4
Группа «Внешние воздействия»	43,8	36,9
Недостатки проекта	1,9	2,0

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Недостатки конструкции	5,4	4,9
Дефекты изготовления	4,0	3,1
Дефекты монтажа	3,9	3,2
Ошибочные или неправильные действия привлеченного персонала, выполняющего работу по договору	0,5	0,8
Производство несанкционированных строительных и погрузочно-разгрузочных работ в охранных зонах объектов электросетевого хозяйства	1,3	1,7
Проезд крупногабаритной техники	1,8	1,5
Несанкционированная рубка лесных насаждений	0,7	0,4
Наброс посторонних предметов на ВЛ	0,8	1,2
Прочие воздействия	2,9	1,2
Отключение (повреждение) оборудования в смежной электрической сети	1,0	0,5
Отключение (повреждение) оборудования на объекте генерации	0,2	0,2
Отключение (повреждение) оборудования потребителей электрической энергии	1,1	0,4
Воздействие животных и птиц	18,3	15,7
Группа «Природные воздействия»	25,4	25,5
Превышение параметров воздействия стихийных явлений относительно условий проекта	0,4	1,1
Гололедно-изморозевые отложения	2,1	1,4
Ветровые нагрузки	4,7	5,9
Атмосферные перенапряжения (гроза)	11,2	12,0
Природные пожары	2,6	1,5
Прочие воздействия неблагоприятных природных явлений	4,3	4,0

Общий рост аварийности в АО «ДГК» за 2022 год в сравнении с 2021 годом составил 36,6 % (243 аварии против 172 аварий) [11].

Распределение аварий по ТЭС АО «ДГК» представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Распределение аварий по ТЭС АО «ДГК»

№ п/п	Наименование ТЭС	Количество аварий 2021	Количество аварий 2022	Рост/Снижение (разница)
1	2	3	4	5
1	Хабаровская ТЭЦ-1	15	47	+32
2	Хабаровская ТЭЦ-3	25	50	+25
3	Артемовская ТЭЦ	12	23	+11
4	Партизанская ГРЭС	11	22	+11
5	Николаевская ТЭЦ	1	10	+9
6	Комсомольская ТЭЦ-2	3	10	+7
7	Благовещенская ТЭЦ	6	12	+6
8	Владивостокская ТЭЦ-2	11	13	+2
9	Биробиджанская ТЭЦ	0	0	0

Продолжение таблицы 10

№ п/п	Наименование ТЭС	Количество аварий 2021	Количество аварий 2022	Рост/Снижение (разница)
1	2	3	4	5
10	Комсомольская ТЭЦ-3	1	1	0
11	Хабаровская ТЭЦ-2	0	0	0
12	Чульманская ТЭЦ	7	7	0
13	Комсомольская ТЭЦ-1	5	2	-3
14	Майская ГРЭС	3	0	-3
15	Райчихинская ГРЭС	5	2	-3
16	Амурская ТЭЦ-1	9	5	-4
17	Нерюнгринская ГРЭС	28	24	-4
18	ТЭЦ в г. Советская Гавань	18	13	-5
19	ТЭЦ Восточная	12	2	-10
Итого по АО «ДГК»		172	243	+71

Исходя из таблицы, можем заметить, что Благовещенская ТЭЦ находится на 7 месте по аварийности. В 2022 году прирост аварий составил 12, что на 6 аварий больше предыдущего года [11].

Распределение аварийности на ТЭС АО «ДГК» по видам оборудования представлено на рисунке 8.

Распределение аварийности на ТЭС АО «ДГК» по видам оборудования

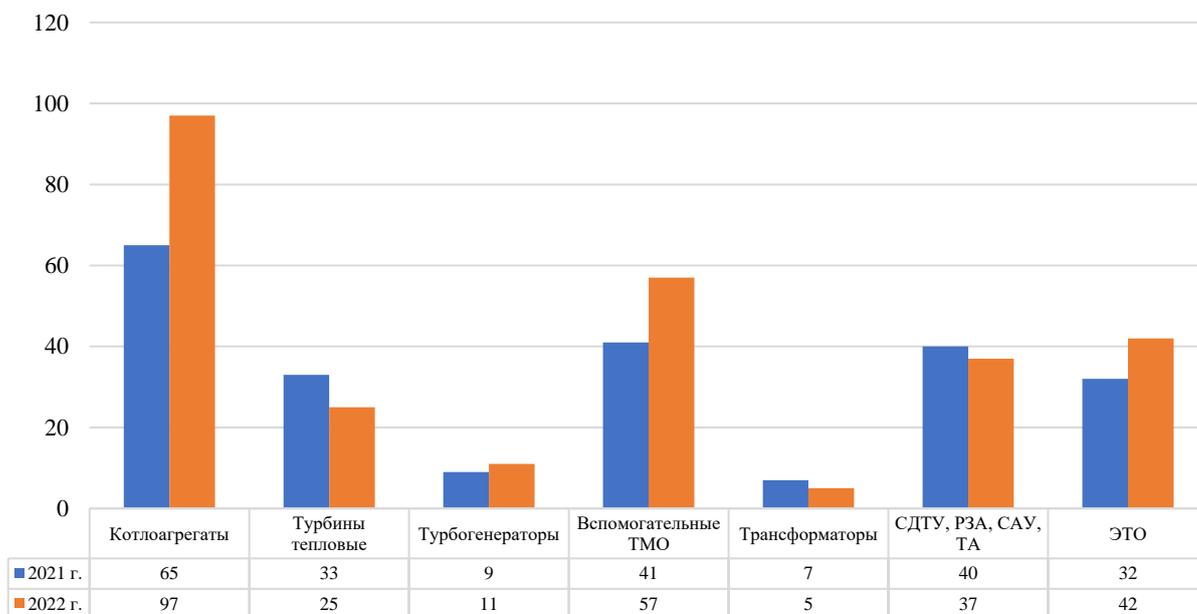


Рисунок 8 – Распределение аварийности на ТЭС АО «ДГК» по видам оборудования

По итогу 2022 года по видам оборудования наблюдается рост по котельному оборудованию, генераторам, вспомогательному тепломеханическому, а также электротехническому оборудованию [11].

За 2022 год в АО «ДГК» резко относительно 2021 года выросло количество аварий по причине ошибочных действий персонала (8 аварий, в 2021 году - 1 авария соответственно) [11].

Распределение аварийности по категориям представлено на рисунке 9.

Распределение аварийности по категориям

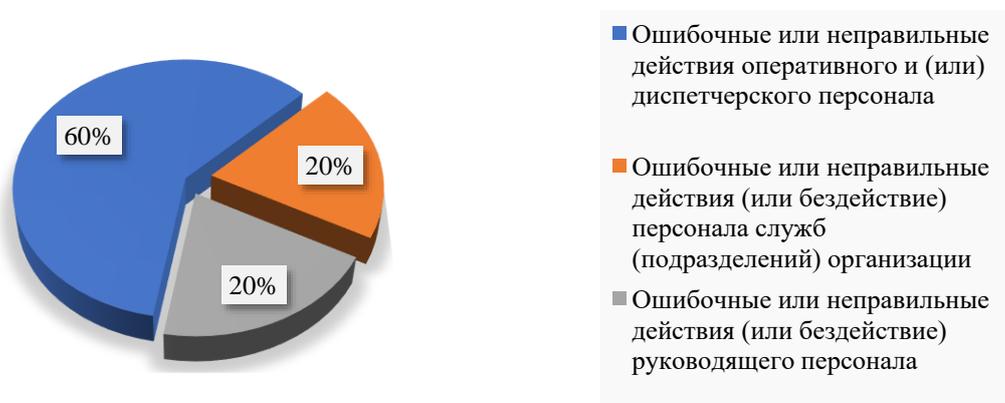


Рисунок 9 – Распределение аварийности по категориям

Распределение аварийности по причине ошибочных действий персонала в АО «ДГК» за 10 лет представлено на рисунке 10.

Количество аварий

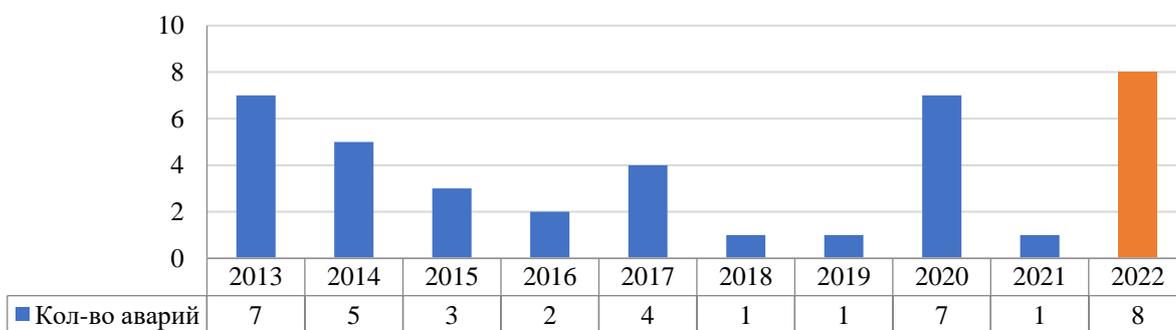


Рисунок 10 – Распределение аварийности по причине ошибочных действий персонала в АО «ДГК» за 10 лет

На рисунке 11 представлено распределение аварий по объектам АО «ДГК» за 10 лет.

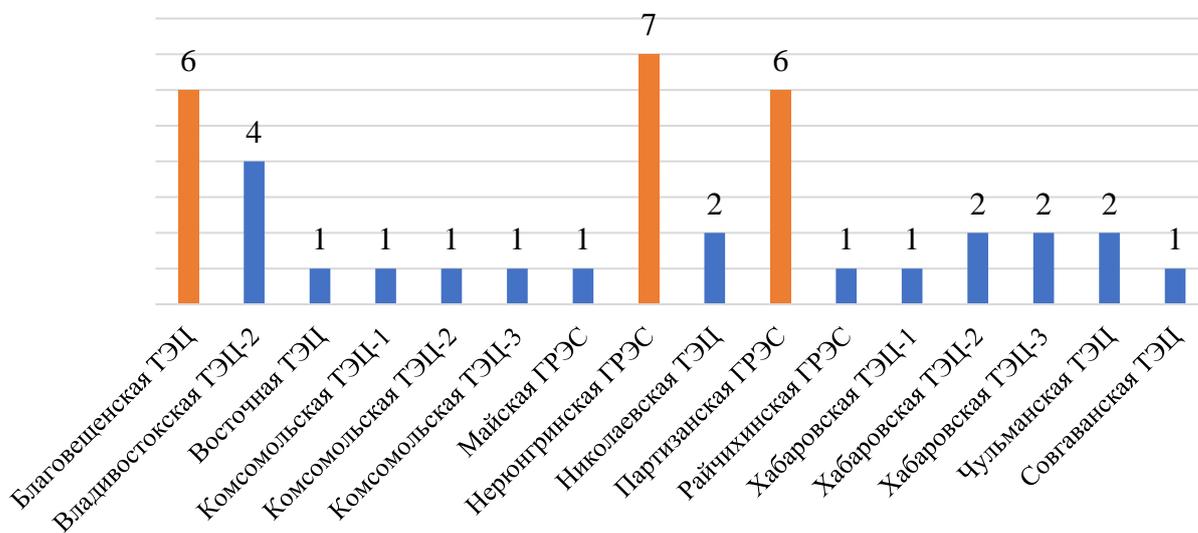


Рисунок 11 – Распределение аварий по объектам АО «ДГК» за 10 лет

Из данного рисунка можно заметить, что наибольшее количество аварий по причине ошибочных действий персонала за 10 лет произошло в работе Благовещенской ТЭЦ, Нерюнгринской ГРЭС и Партизанская ГРЭС [11].

Вывод: Из представленного анализа аварийности можно увидеть, что за последние 10 лет на Благовещенской ТЭЦ было выявлено 6 аварий, вызванных ошибками персонала. Эти данные подчёркивают важность внедрения автоматизированных систем, таких как автоматизированные бланки переключений.

Такие системы значительно снижают вероятность ошибочных действий персонала, благодаря чему возможно предотвращение подобных аварий в будущем. Автоматизация также обеспечивает более точное и своевременное выполнение операций, а также исключает возможность пропуска важных шагов или недостаточного контроля.

С учётом прошлого опыта, автоматизированные бланки переключений становятся неотъемлемой частью работы Благовещенской ТЭЦ, направленной на повышение надёжности и безопасности её функционирования.

3 ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ОРУ 110 КВ БТЭЦ

В данном разделе рассмотрим пути повышения надежности, а именно проанализируем электрические аппараты, проведём оценку снижения влияния человеческого фактора и выполним расчёт надёжности для двух предложенных вариантов.

3.1 Анализ надёжности первичного оборудования

Устойчивость и надежность энергетических систем во многом определяются качеством первичного оборудования. Благовещенская ТЭЦ, как важный узел энергосистемы, акцентирует внимание на поддержании работоспособности своего оборудования, и в частности, выключателей и разъединителей. Однако, по прошествии времени, многие из них стали устаревать и теперь требуют замены. Процесс модернизации становится неотъемлемым аспектом обеспечения бесперебойной работы станции [17].

Для повышения надёжности Благовещенской ТЭЦ предлагается 2 варианта:

- замена коммутационных аппаратов с истёкшим сроком эксплуатации;
- дооснащение коммутационных аппаратов шкафами управления и сбора данных.

Проанализируем существующие выключатели и разъединители.

Средний срок службы выключателей и разъединителей, в зависимости от условий эксплуатации, колеблется в пределах 25-30 лет. Исходя из этого, проанализируем состояние оборудования в каждой из ячеек, учитывая их год ввода. Текущий год – 2023. В таблицах 11, 12 представлены данные о выключателях и разъединителях, которые в настоящее время установлены на Благовещенской ТЭЦ.

Таблица 11 – Выключатели, установленные на Благовещенской ТЭЦ

№ Яч.	Тип выключателя	Диспетчерское наименование	Год ввода	Возраст (лет)	Состояние и предлагаемая замена
1	2	3	4	5	6
1	МКП-110М-1000/20Б	В Благовещенская №2	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
2	МКП-110М-1000/20Б	В РТСН	1980	43	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
3	ВГТ-110IV-40/3150 ХЛ1	ШСВ	2020	3	Замена не требуется
4	МКП-110М-1000/20Б	В Благовещенская №1	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
5	МКП-110М-1000/20Б	В Т-1	1982	41	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
6	МКП-110М-1000/20Б	В Центральная №1	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
7	МКП-110М-1000/20Б	ОВ	1980	43	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
8	МКП-110М-1000/20Б	В Центральная №2	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
9	МКП-110М-1000/20Б	В Т-2	1983	40	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
10	ВМТ-110Б-25/1250	В Западная №1	1993	30	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
11	МКП-110М-1000/20Б	В Т-3	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
12	ВМТ-110Б-25/1250	В Западная №2	1993	30	Вышел срок эксплуатации, замена на ВГТ-110Ш-40/2000 У1 или ВГТ-110Ш-40/3150 У1
14	ВГТ-110	В Т-4	2016	7	Замена не требуется

Таблица 12 – Разъединители, установленные на Благовещенской ТЭЦ

№ Яч.	Тип разъединителя	Диспетчерское наименование	Год ввода	Срок службы (лет)	Состояние и предлагаемая замена
1	2	3	4	5	6
1	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Благовещенская №2	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
2	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РТСН	1980	43	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
3	РГ.16-110/3150 УХЛ1 РГ.2-110/3150 УХЛ1	ШСВ	2020	3	Замена не требуется
4	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Благовещенская №1	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
5	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Т-1	1982	41	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
6	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Центральная №1	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
7	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	ОВ	1980	43	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
8	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Центральная №2	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
9	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Т-2	1983	40	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
10	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Западная №1	1993	30	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
11	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Т-3	1985	38	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
12	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	Западная №2	1993	30	Вышел срок эксплуатации, замена на РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
14	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1	Т-4	2016	7	Замена не требуется

По полученным данным видно, что большинство выключателей и разъединителей уже прослужили свой нормативный срок и требуют замены. Замена

устаревшего оборудования на новые модели ВГТ-110Ш-40/2000 У1, ВГТ-110Ш-40/3150 У1, РГ.16-110/1000 УХЛ1 и РГ.2-110/1000 УХЛ1 позволит повысить надежность и продлить срок службы оборудования Благовещенской ТЭЦ [36, 50].

3.2 Снижение влияния человеческого фактора

Для снижения влияния человеческого фактора на Благовещенской ТЭЦ при переключениях оперативным персоналом можно принять следующие меры [40]:

1) Обучение и подготовка персонала: оперативный персонал должен проходить регулярное обучение и тренировки, направленные на овладение навыками и знаниями, необходимыми для безопасного и эффективного выполнения переключений. Обучение должно включать различные сценарии и ситуации, чтобы оперативный персонал был готов к разным ситуациям и мог принимать правильные решения [40].

2) Автоматизация процессов: внедрение автоматического контроля и управления системами переключения может значительно снизить зависимость от оперативного персонала и исключить возможность ошибок влияния человеческого фактора. Использование современных систем автоматизации, таких как системы SCADA (системы сбора, контроля и управления данными), может обеспечить более точные и надежные переключения [40].

3) Разработка и соблюдение стандартных процедур: необходимо разработать и утвердить стандартные процедуры переключений, которые будут использоваться оперативным персоналом. Эти процедуры должны быть четкими, понятными и согласованными с требованиями безопасности. При выполнении переключений оперативный персонал должен строго придерживаться указанных процедур [40].

4) Визуальные инструкции и подсказки: разработка и размещение визуальных инструкций и подсказок на панелях управления и оборудовании может помочь оперативному персоналу выполнить переключения правильно. Это могут

быть наглядные схемы, диаграммы, цветовые метки и другие визуальные элементы, которые помогут оперативному персоналу ориентироваться и совершать переключения более точно [40].

5) Регулярный аудит и обратная связь: проведение регулярных аудитов и обратной связи позволяет выявлять слабые места и проблемы в процессе выполнения переключений [40].

Внедрение этих мер позволит снизить влияние человеческого фактора при переключениях на Благовещенской ТЭЦ, повысить безопасность операций и обеспечить более надежную и эффективную работу системы.

3.2.1 Повышение надёжности путём применения дистанционного управления оборудованием

Принципы переключений в электроустановках при осуществлении дистанционного управления оборудованием РУ электростанций определяют порядок ДУ коммутационными аппаратами и заземляющими ножами [27].

Выполнять переключения посредством ДУ в каждый момент времени на одной станции может выполнять только оперативный персонал или диспетчерский персонал одного ДЦ [27].

Выполнение переключений на одной электростанции осуществляется [27]:

- оперативным персоналом или диспетчерским персоналом ДЦ приоритет выполнения которых определяет диспетчерский персонал.

- из двух диспетчерских центров очередность выполнения которых определяет диспетчерский персонал вышестоящего ДЦ.

При возникновении (угрозе возникновения) повреждения ЛЭП, оборудования, а также при происшествиях или других обстоятельствах, представляющих опасность для жизни и здоровья людей, оперативный персонал имеет право выполнять дистанционное управление всеми коммутационными аппаратами РУ для снятия напряжения с оборудования без диспетчерской команды или разрешения с последующим незамедлительным уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших [27].

Оперативный персонал выполняет переключения [27]:

– для которых не предусмотрена возможность ДУ, например, операции с разъединителями и заземляющими ножами, не оборудованными электродвигательным приводом;

– с коммутационными аппаратами и заземляющими ножами 35 кВ и ниже;

– с коммутационными аппаратами в цепях собственных нужд.

Рассмотрим пример реализации ДУ на Благовещенской ТЭЦ.

Ключ выбора (далее – Ключ) режима управления присоединением должен иметь два положения: «местное» и «дистанционное» [25].

При положении Ключа в положении «дистанционное» возможно выполнять ДУ КА, ЗН присоединений из ДЦ или АРМ [25].

При положении Ключа в положении «местное» операции с КА и ЗН присоединений возможно только с панели оператора [25].

В нормальном режиме работы Ключ должен находиться в положении «дистанционное».

В АСУ ТП реализован Ключ, имеющий 4 положения [25]:

1) «Освобождено» – ДУ коммутационными аппаратами, ЗН не осуществляется, возможен перевод Ключа ДУ (захват управления) в любое из положений, приведённых ниже;

2) «ЭС» – ДУ коммутационными аппаратами и ЗН РУ ЭС осуществляется с АРМ ЭС;

3) «ОДУ» – ДУ коммутационными аппаратами и ЗН РУ ЭС осуществляется из ОДУ;

4) «РДУ» – ДУ коммутационными аппаратами и ЗН РУ ЭС осуществляется из РДУ.

Нормально Ключ ДУ установлен в положение «Освобождено» (см. рисунок 12).

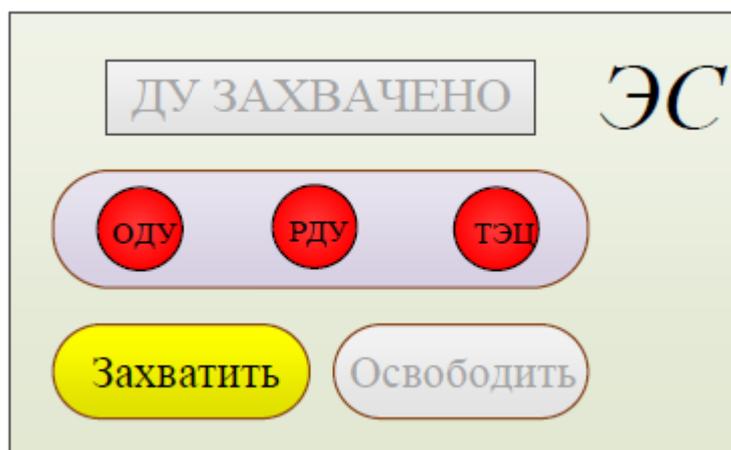


Рисунок 12 – Ключ ДУ в положении «Освобождено»

В АСДУ ДЦ, АРМ ЭС осуществляется передача информации из АСУ ТП ЭС о текущем положении Ключа ДУ [25].

При переводе Ключа ДУ в положение «ОДУ» (см. рисунок 13) сигнализация положения Ключа ДУ в АСДУ ДЦ, АРМ ЭС будет обозначена зеленым цветом. Возможность осуществления ДУ из РДУ, с АРМ ЭС будет заблокирована и обозначена красным цветом [25].

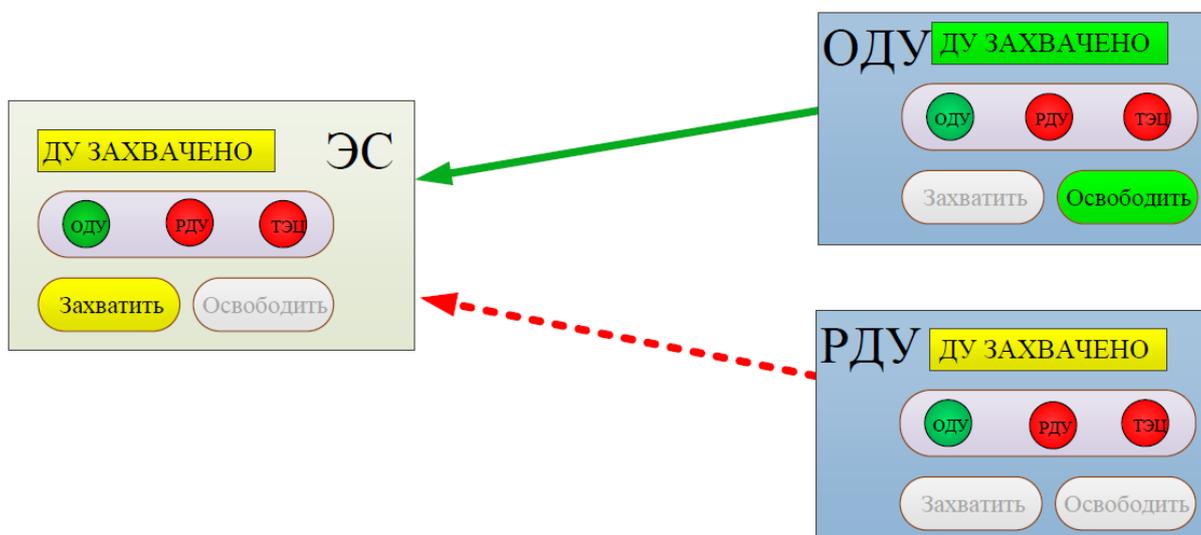


Рисунок 13 – Ключ ДУ в положении «ОДУ»

При переводе Ключа ДУ в положение «РДУ» (см. рисунок 14) сигнализация положения Ключа ДУ в АСДУ ДЦ, АРМ ЭС будет обозначена зеленым цветом. Возможность осуществления ДУ из ОДУ, с АРМ ЭС будет заблокирована и обозначена красным цветом [25].

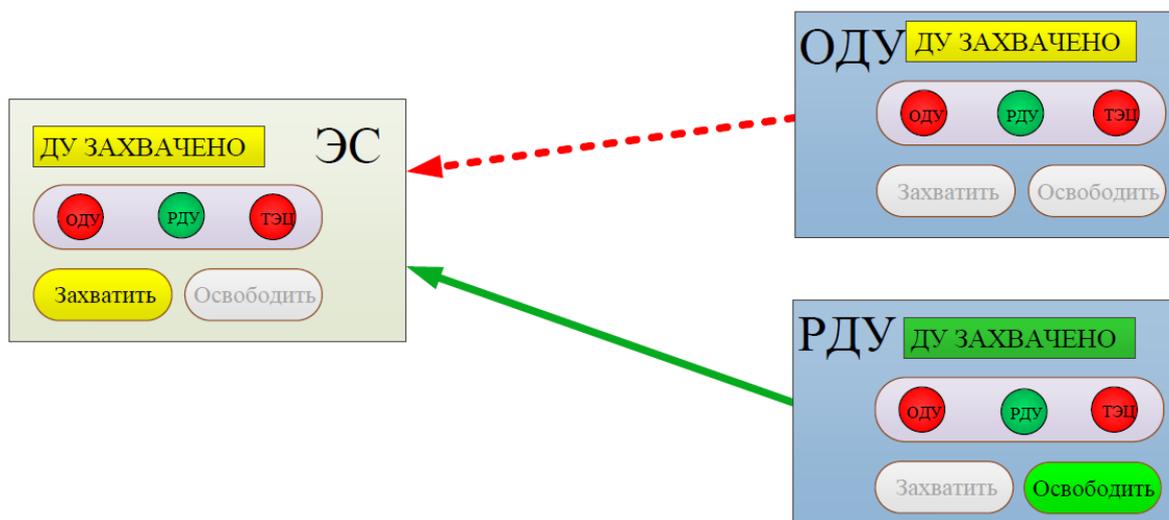


Рисунок 14 – Ключ ДУ в положении «РДУ»

При переводе Ключа ДУ в положение «ЭС» (см. рисунок 15) сигнализация положения Ключа ДУ в АСДУ ДЦ, АРМ ЭС будет обозначена зеленым цветом. Возможность осуществления ДУ персоналом ОДУ, РДУ будет заблокирована и обозначена красным цветом [25].

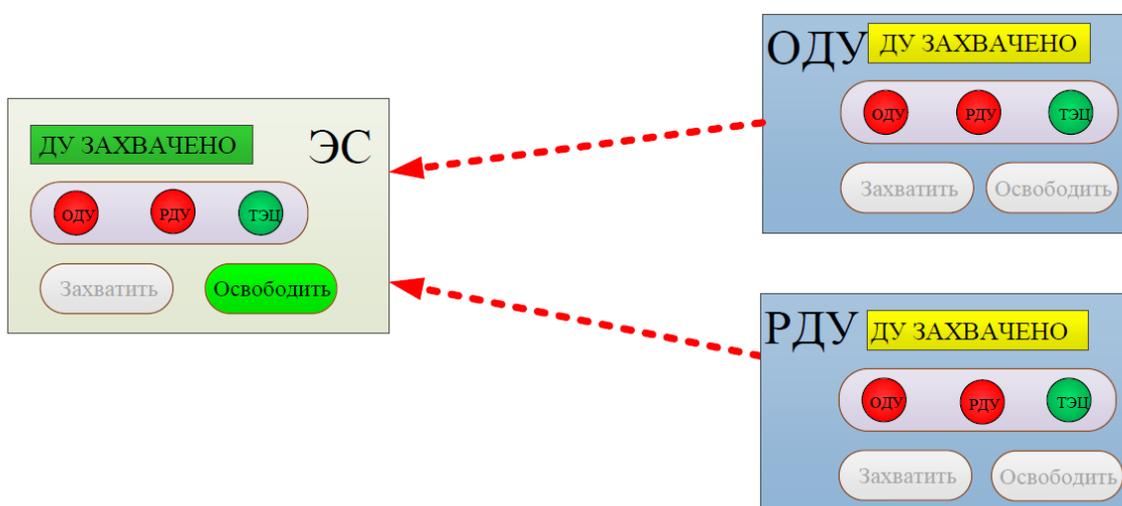


Рисунок 15 – Ключ ДУ в положении «ЭС»

Оперативному персоналу ЭС предоставляется приоритетное право принудительного перевода Ключа ДУ в положение «ЭС» из положений «ОДУ», «РДУ» в случае возникновения нештатных ситуаций и иных случаях [25].

При отказе или неготовности аппаратно-технических средств для осуществления ДУ, должны быть приняты меры для скорейшего устранения причин и восстановления возможности осуществления ДУ [25].

При отказе или неготовности аппаратно-технических средств для осуществления ДУ из ДЦ, ДУ коммутационными аппаратами и заземляющими ножами осуществляется из АРМ ЭС по командам диспетчера ДЦ [25].

Оперативный персонал должен перевести Ключ ДУ в положение «ЭС» на период нахождения в РУ персонала (с целью производства переключений, осмотра РУ, производства работ и т.д.) для обеспечения безопасности персонала [25].

В случае возникновения необходимости производства переключений в указанном РУ, оперативный персонал должен организовать удаление персонала из РУ, после чего перевести Ключ ДУ в положение «Освобождено» [25].

3.2.2 Пример реализации автоматизированных программ переключений в REDKIT SCADA

Автоматизация процессов и дистанционное управление оборудованием играют ключевую роль в современной энергетике. Одной из ведущих систем, предлагающих такие возможности, является REDKIT SCADA. Эта система обеспечивает эффективный контроль и управление различными энергетическими устройствами и процессами [35].

Одной из наиболее важных функций SCADA является возможность автоматизированных программ переключений. Автоматизированные программы переключений – это функция REDKIT SCADA, которая позволяет оперативному персоналу создавать и запускать предварительно сконфигурированные сценарии переключений. Это обеспечивает точность и последовательность действий, снижает вероятность ошибок и увеличивает общую эффективность работы [35].

Так, на Благовещенской ТЭЦ, оперативный персонал может заранее подготовить бланк переключений, отражающий все необходимые операции, и затем запустить его выполнение с помощью системы. Это особенно полезно при проведении сложных операций или в условиях высокой нагрузки, когда требуется быстро и точно выполнить большое количество переключений [35].

REDKIT SCADA предоставляет возможность дистанционного управления различными устройствами на энергетическом объекте, включая разъединители, выключатели и заземляющие ножи. Это обеспечивает большую надежность и точность операций, уменьшает вероятность ошибок и повышает общую эффективность работы энергетических объектов [35].

Диспетчера могут получать информацию о состоянии этих устройств в реальном времени и выполнить необходимые действия прямо с диспетчерского центра. Это не только сокращает время реакции на возникающие ситуации, но и обеспечивает большую безопасность, так как устраняет необходимость физического присутствия оперативного персонала на месте [35].

Использование REDKIT SCADA на Благовещенской ТЭЦ демонстрирует эффективность автоматизированных бланков переключений и дистанционного управления в энергетике. Это не только упрощает работу оперативного персонала и улучшает безопасность, но и способствует повышению надежности и эффективности работы всего энергетического объекта [21].

Без работы оперативного персонала сложно представить функционирование электроустановок. Именно ОП отвечает за осмотры, оперативные переключения, подготовку рабочих мест, допуск и надзор за работниками, а также за выполнение работ в рамках текущей эксплуатации. Хотя полное прекращение деятельности ОП нереально, есть возможность значительно упростить и облегчить их работу [21].

Выполнение переключений в электроустановках обычно является одним из самых сложных, рискованных и трудоемких заданий для оперативного персо-

нала. При этом основные риски связаны как с возможными ошибками сотрудников, так и с непосредственной близостью к потенциально неисправному оборудованию [21].

Очевидное решение для обеспечения безопасности ОП – это дистанционное управление переключениями, что позволяет оперативному персоналу находиться на безопасном расстоянии от электроустановок. Но существующие пульта дистанционного управления коммутационным оборудованием лишь частично решают проблему, так как по-прежнему присутствует влияние человеческого фактора, и время переключений остается долгим. Эти проблемы могут быть решены с помощью автоматизированных программ переключений [21].

АПП – это компьютерный алгоритм, определяющий последовательность действий при переключениях, который управляет оборудованием электростанций на расстоянии. Этот алгоритм осуществляет переключения, отправляя команды в АСУ ТП электроустановки и контролирует корректность исполнения команд в автоматическом режиме [21].

Последовательность действий, подтверждение выполнения операций, включение и выключение первичного оборудования (выключатели, разъединители, заземляющие ножи) – все это теперь контролируется автоматикой [21].

Внедрение технологий автоматизированного дистанционного управления оборудованием приводит к множеству преимуществ [21]:

- Уменьшение вероятности ошибок персонала при выполнении оперативных переключений;
- Сокращение времени выполнения оперативных переключений;
- Уменьшение времени отклонения от планируемого графика работы электростанций;
- Уменьшение продолжительности неоптимальных режимов работы энергосистемы до нескольких минут;
- Снижение цен на электроэнергию при ее необоснованном увеличении;

– Возможность оптимизации схем оперативного обслуживания объектов энергосети;

– Уменьшение времени на устранение аварий и продолжительности отключения электроэнергии у потребителей.

На рисунке 16 показано сравнение средней длительности переключений при использовании АПП, а также при производстве переключений ОП.



Рисунок 16 – Сравнение длительности различных типов переключений

Как мы можем заметить, переключения занимают лишь секунды, вместо минут или даже часов, как при традиционном методе переключения. Внедрение дистанционного управления позволит диспетчерским центрам управлять оборудованием распределительного устройства станции на значительном расстоянии, что положительно скажется на эффективности энергосистемы как при устранении нарушений нормального режима, так и при выполнении запланированных переключений [21].

Без сомнения, Благовещенская ТЭЦ играет ключевую роль в электроэнергетической системе Амурской области. Реализация автоматизированных программ переключений (АПП) будет безусловно способствовать повышению надежности всей энергосистемы региона [21].

Рассмотрим возможность и целесообразность внедрения, автоматизированного ДУ на Благовещенской ТЭЦ [21].

Внедрение АПП рассмотрим в программном комплексе REDKIT SCADA. Этот комплекс включает в себя инструмент под названием «Автоматизированные бланки переключений», который позволяет создавать и использовать АПП.

На рисунке 17 изображено главное меню с которого мы можем осуществлять навигацию по инструментам REDKIT SCADA.

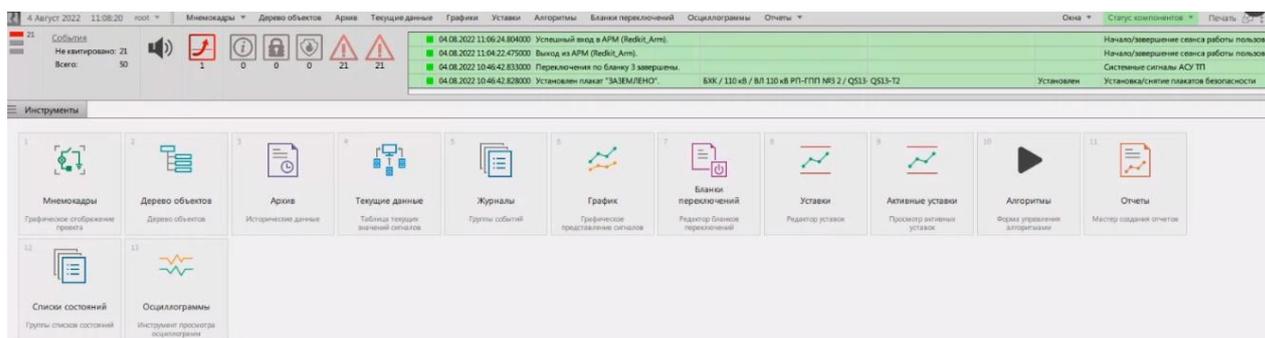


Рисунок 17 – Главное меню REDKIT SCADA

Инструмент, который нам нужен, располагается в разделе «Бланки переключений». Навигация между бланками осуществляется через структуру объектов. Эта структура разбита на несколько уровней [21]:

- 1) энергетический объект;
- 2) классы напряжений;
- 3) присоединения выбранного класса напряжения;
- 4) оборудование выбранного присоединения, например, выключатель, разъединитель, заземляющий нож и т.п.;
- 5) бланки переключений для выбранного устройства.

Автоматизированные бланки переключений поддерживают механизм подписи и согласования. Ведется логирование разработки, изменения, согласования и подписания бланка. После подписания бланка возможность его изменения ограничивается [21].

Для создания нового АБП нажимаем правой кнопкой мыши на выбранном оборудовании, а затем выбираем «Создать новый бланк». В открывшемся бланке нажимаем правой кнопкой мыши и выбираем «Редактировать» [21].

В рабочей области появится конструктор бланка (см. рисунок 18).

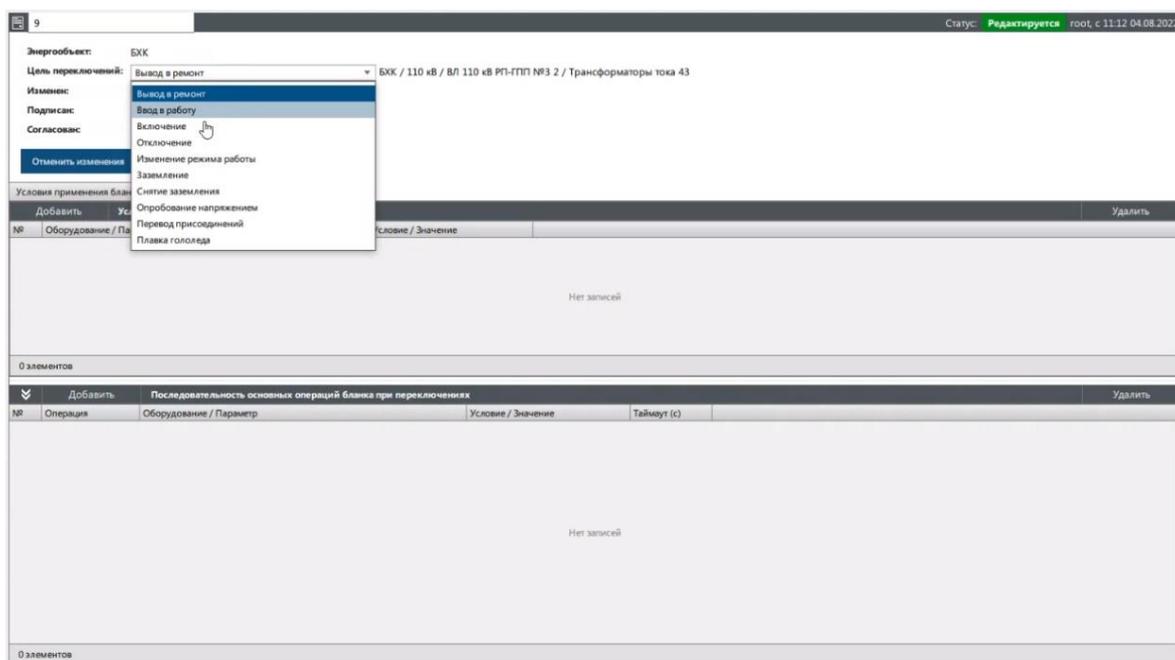


Рисунок 18 – Конструктор АБП

Конструктор представляет собой следующие заголовки: «Энергообъект», «Цель переключений», «Изменён», «Подписан», «Согласован». В пунктах 3-5 находятся сведения о том, кто и когда провел это действие. В графе «Цель переключений» мы можем выбрать одно из предложенных действий: «Вывод в ремонт», «Ввод в работу», «Включение», «Отключение», «Изменение режима работы», «Заземление», «Снятие заземления», «Опробование напряжением», «Перевод присоединений», «Плавка гололёда» [21].

Далее идет таблица «Условия применения бланка», в которой перечислены критерии для проверки соответствия схемы выбранному бланку. Это начальная проверка, которая осуществляется перед каждым выполнением бланка [21].

В таблице «Условия выполнения переключений» приведены параметры оборудования, которые следует контролировать во время выполнения переключений по бланку, такие как положение коммутационного аппарата, напряжение, ток, мощность и др. Если какой-то из параметров выходит за установленные границы, выполнение бланка приостанавливается [21].

В таблице «Последовательность основных операций бланка переключений» указаны все необходимые действия, которые следует выполнить

в процессе переключений, такие как «Проверить», «Включить», «Отключить», «Изменить уставку», «Установить плакат», «Снять плакат», «Произвольная» (например, позвонить диспетчеру/объявить по громкой связи) [21].

После каждого управляющего действия автоматически производится проверка, например, после команды «Включить выключатель В Т-4» следует проверка «Проверить положение выключателя В Т-4». Для каждой операции можно установить время ожидания или задержку подтверждения операции [21].

После подписания бланка доступны функции «Начальные проверки» и «Запуск переключений», но редактировать его нельзя [21].

Рассмотрим пример работы бланка переключений по вводу в работу Т-4 Благовещенской ТЭЦ для участка схемы, представленного на рисунке 19.

Сначала нажмем кнопку «Начальные проверки», в результате которой будут проверены следующие условия, необходимые для запуска бланка. Проверить положение [21]:

- 1) В Т-4 «Отключен»;
- 2) ШР 1 Т-4 «Отключен»;
- 3) ШР 2 Т-4 «Отключен»;
- 4) ЛР Т-4 «Отключен»;
- 5) ОР Т-4 «Отключен»;
- 6) ЗН 1 Т-4 «Включен»;
- 7) ЗН 2 Т-4 «Включен»;
- 8) ЗН 3 Т-4 «Включен»;
- 9) ЗН Т-4 «Включен»;
- 10) ЗНО Т-4 «Включен».

После успешной проверки в журнале появится сообщение: «Условия применения бланка «Ввод в работу Т-4» разрешают выполнение переключений».

Теперь можно перейти к переключениям. Можно выполнять их в пошаговом режиме (ставим галочку в пункте «Пошаговый режим», где каждое действие автоматики подтверждает оператор), или в автоматическом режиме.

Нажав на кнопку «Запуск переключений», автоматика будет выполнять действия в указанном порядке [21]:

1) «Позвонить диспетчеру, запросить разрешение на переключения» (выполняет оперативный персонал) и подтвердить в окне нажатием кнопки «Продолжить»;

2) Снять плакат «ЗАЗЕМЛЕНО» с ЛР Т-4;

3) Снять плакат «ЗАЗЕМЛЕНО» с ОР Т-4;

4) Отключить ЗН Т-4;

5) Проверить положение ЗН Т-4 «Отключен»;

6) Отключить ЗНО Т-4;

7) Проверить положение ЗНО Т-4 «Отключен»;

8) Отключить ЗН 3 Т-4;

9) Проверить положение ЗН 3 Т-4 «Отключен»;

10) Проверить положение В Т-4 «Отключен»;

11) Снять плакат «ЗАЗЕМЛЕНО» с ШР 1 Т-4;

12) Отключить ЗН 1 Т-4;

13) Проверить положение ЗН 1 Т-4 «Отключен»;

14) Снять плакат «ЗАЗЕМЛЕНО» с ШР 2 Т-4;

15) Отключить ЗН 2 Т-4;

16) Проверить положение ЗН 2 Т-4 «Отключен»;

17) Снять плакат с ЛР Т-4 «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ»;

18) Включить ЛР Т-4;

19) Проверить положение ЛР Т-4 «Включен»;

20) Снять плакат с ШР Т-4 «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ»;

21) Включить ШР 2 Т-4;

22) Проверить положение ШР 2 Т-4 «Включен»;

23) Снять плакат с В Т-4 «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ»;

24) Включить В Т-4;

25) Проверить положение В Т-4 «Включен»;

26) «Позвонить диспетчеру, сообщить о завершении переключений».

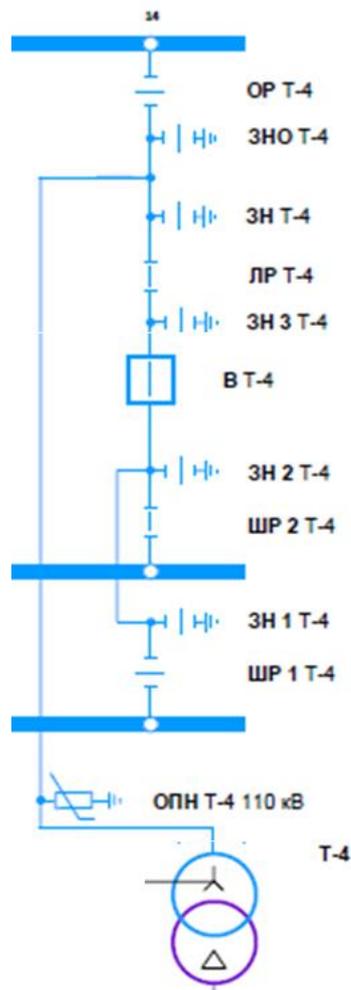


Рисунок 19 – Участок схемы ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ

После окончания процедуры будет подготовлен отчёт, где будут указаны данные о бланке переключений, об исполнителе переключений, а также дата и время начала и завершения, а также конечный результат этих операций. Весь процесс, включая время и результат каждой операции, будет задокументирован в отчёте [21].

3.3 Расчёт надёжности

Надёжность функционирования Благовещенской ТЭЦ является критически важной для обеспечения надёжности и стабильности Амурской электроэнергетической системы. Открытое распределительное устройство является ключевым элементом необходимым для непрерывной генерации электрической энергии. ОРУ отнюдь не является единственным важным элементом для надёжной работы БТЭЦ, но в рамках данной работы невозможно рассмотреть все важные

узлы функционирования ТЭЦ, поэтому внимание будет сконцентрировано именно на надёжности ОРУ [40]. Электрическая схема Благовещенской ТЭЦ представлена на первом листе графической части. Схема для расчёта надёжности представлена на рисунке 20.

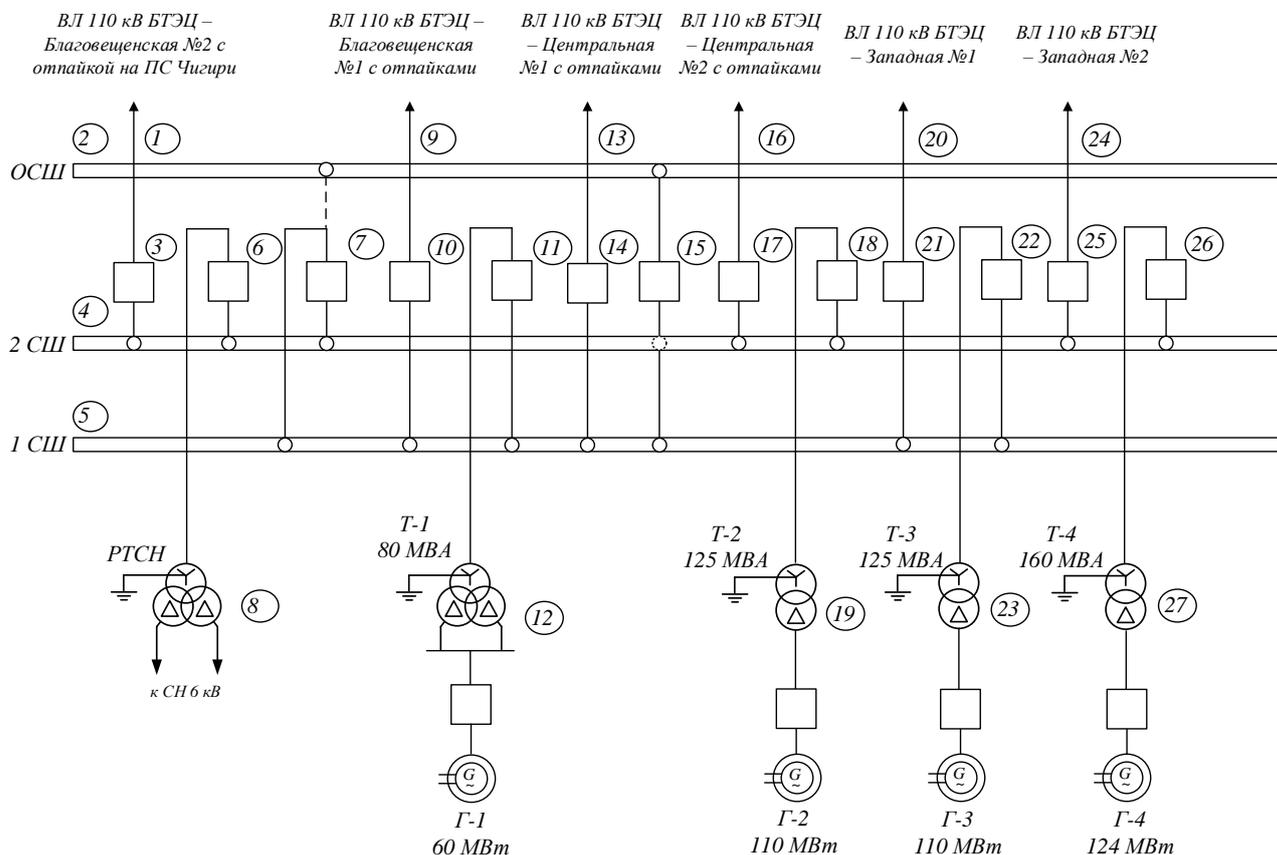


Рисунок 20 – Расчетная схема

На открытом распределительном устройстве номинальным напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем на цепь. В режиме нормальной эксплуатации обе системы шин находятся в работе. К первой системе шин присоединяй 3 отходящие линии и два энергоблока [3]:

- 1) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайкой на ПС Чигири;
- 2) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 с отпайками;
- 3) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ-Западная № 1;

- 4) генератор № 1 с номинальной мощностью 60 МВт;
- 5) генератор № 3 с номинальной мощностью 110 МВт.

Ко второй секции шин присоединены аналогично 3 отходящие линии, ТСН и 2 энергоблока [3]:

- 1) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 2 с отпайкой на ПС Чигири;
- 2) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2 с отпайками;
- 3) ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ-Западная № 2;
- 4) РТСН номинальной мощностью 25 МВт;
- 5) генератор № 2 с номинальной мощностью 110 МВт;
- 6) генератор № 4 с номинальной мощностью 124 МВт.

Каждое из присоединений может быть подключено к любой из систем шин с помощью разъединителей, но в нормальном режиме работы присоединения распределены по системам шин и не меняют своё положение. Для надёжного электроснабжения и перетоков активной мощности, шинносоединительный выключатель находится во включенном состоянии. При возникновении повреждения на одной из систем шин, ШСВ отключается, обеспечивая отделение неповреждённого участка цепи от аварийного. При устойчивом повреждении одной из рабочих систем шин, все присоединения с помощью разъединителей могут быть переведены на обходную систему шин [32].

Так же обходная система шин может быть использована для планового, или аварийного ремонта одного из выключателей. В таком случае рабочий выключатель присоединения изолируется с помощью разъединителей, а присоединение переводится на обходную систему шин, в таком случае обходной выключатель «ОВ» заменяет собой выведенный выключатель [27].

Схема 13Н «Две рабочие и обходная системы шин» обеспечивает надёжное и гибкое решение для задач выдачи генерируемой мощности Благовещенской ТЭЦ. Но отнюдь не является идеальным решением и имеет следующие недостатки [32]:

- существенные затраты на установку большого количества разъединителей, а также ОВ;
- отказ одного из выключателей приведёт к полному отключению системы шин. Время восстановления будет равно времени оперативных переключений необходимых для отделения повреждённого выключателя;
- высокая сложность оперативных переключений из-за большого числа разъединителей;
- большие затраты времени на оперирование всеми необходимыми разъединителями;
- ошибочные действия персонала могут привести к отключению обеих систем шин;
- при отказе одной из рабочих систем шин время на восстановлениекратно возрастёт количеству присоединений отказавшей системы шин;
- отказ ШСВ аналогичен КЗ на обеих системах шин.

3.3.1 Расчёт надёжности существующей схемы

Давайте же оценим вероятность отказа систем шин Благовещенской ТЭЦ. Расчёт надёжности будет производиться аналитическим методом. Суть метода заключается в определении численных вероятностных значений надёжности для расчёта различных случаев функционирования схемы. Эти случаи включают полное отключение, частичное отключение и оценку возможных случаев недоотпуска электроэнергии [40].

Анализируются будут следующие варианты отказа ОРУ:

- 1) Отказ 1 системы шин;
- 2) Отказ 2 системы шин;
- 3) Отказ двух систем шин.

Следующие случаи не были рассмотрены в рамках данной работы [9]:

– Отказ одного, или нескольких генераторов, или отказ, совпадающий с плановым ремонтом в любых комбинациях - определяются в основном надёжностью генерирующего оборудования, что является отдельной обширной темой, которую невозможно рассмотреть в рамках настоящей работы.

– Отказ станции по причине отказа трансформаторов собственных нужд, или их ячеек – является крайне маловероятным событием, т.к. потребует неработоспособности одновременно четырёх элементов схемы.

Вероятность отказа линии так же выходит за рамки ОРУ и определяется в первую очередь самой линией, а отказа выключателя присоединения приведёт к отказу всей системы шин. Для вероятности отказа 1 системы шин была составлена схема замещения, представленная на рисунке 21.



Рисунок 21 – Схема замещения 1 СШ

Для вероятности отказа 2 системы шин была составлена схема замещения, представленная на рисунке 22.



Рисунок 22 – Схема замещения 2 СШ

Для вероятности отказа ШСВ, который приведёт к отключению обеих систем шин была составлена схема замещения, представленная на рисунке 23.

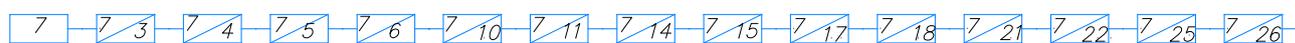


Рисунок 23 – Схема замещения для ШСВ

Как уже было отмечено ранее для отказа одной из систем шин достаточно одного отказавшего выключателя присоединения. Повреждение выключателя можно разделить на три основных состояния [40]:

- отказ выключателя в «статическом состоянии»;
- отказ выключателя при автоматическом отключении из-за повреждённого смежного элемента;
- отказ выключателя при оперативных переключениях.

Следовательно, параметр потока отказов можно определить следующей формулой [40]:

$$\omega_{\text{в}} = \omega_{\text{в.ст}} + a_{\text{в.авт}}\omega_i + a_{\text{в.оп}}N_{\text{оп}}, \quad (1)$$

где $\omega_{\text{в.ст}}$ – параметр потока отказов выключателя в статическом состоянии;

$a_{в.авт}$ – относительная частота отказов при автоматических отключениях из-за повреждённого смежного элемента;

ω_i – параметр потока отказов смежного элемента;

$a_{в.оп}$ – относительная частота отказов при оперативных переключениях;

$N_{оп}$ – число оперативных переключений выключателей в год.

Так же стоит учесть, линейные выключатели оснащены функцией АПВ, а это означает, что «неуспешные АПВ» необходимо учесть в нашей формуле определения параметра потока отказов выключателя при отключении из-за смежного элемента. Тогда формула примет вид [40]:

$$\omega_{авт} = a_{в.авт} \sum_i^n (1 + aKa_i) \omega_i, \quad (2)$$

где Ka_i – относительная частота неуспешных действий АПВ;

a – показатель наличия АПВ, (0 – не оснащён, 1- оснащён);

ω_i – параметр потока отказов, присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

n – количество присоединенных к выключателю смежных элементов.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением [40]:

$$q_{в} = q_{в.ст} + q_{в.оп} + q_{в.авт}, \quad (3)$$

где $q_{в.ст}$ – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$q_{в.оп}$ – вероятность отказа выключателя при оперативных переключениях;

$q_{в.авт}$ – вероятность отказа выключателя при автоматическом отключении поврежденных смежных элементов.

Вероятность отказа выключателя в статическом состоянии определяется по формуле [40]:

$$q_{в.ст} = \omega_{ст} t_{в}, \quad (4)$$

где $t_{в}$ – время восстановления выключателя.

Вероятность отказа выключателя при автоматическом отключении поврежденных смежных элементов определим по формуле [40]:

$$q_{\text{в.авт}} = a_{\text{в.авт}} \sum_i^n (1 + aKa_i) \omega_i t_{\text{в}i}, \quad (5)$$

где $t_{\text{в}i}$ – время восстановления i -го смежного элемента.

Вероятность отказа выключателя при оперативных переключениях рассчитывается с помощью следующей формулы [40]:

$$q_{\text{в.оп}} = a_{\text{в.оп}} N_{\text{оп}} T_{\text{оп}}, \quad (6)$$

где $T_{\text{оп}}$ – время оперативных переключений.

Одним из основных преимуществ нашей схемы является то, что для восстановления работоспособности схемы выдачи мощности нет необходимости дожидаться окончания ремонта повреждённого коммутационного аппарата. В нашем случае длительность простоя будет определяться временем необходимым для осуществления переключений необходимых для перевода присоединения, повреждённого выключателя, на обходную систему шин. Оценить продолжительность этих переключений можно по формуле [40]:

$$T_{\text{пер}} = T_0 + n_p T_p, \quad (7)$$

где T_0 – время для определения характера повреждения от 0,1 до 0,3 ч;

n_p – время для совершения одной операции с разъединителем, принимается 0,1 ч;

T_p – число операций с разъединителями, для отделения поврежденного участка и ввода присоединения в работу.

Согласно [32] типовой бланк переключений для вывода в ремонт выключателя с переводом ВЛ на обходной выключатель содержит 8 операций с разъединителем.

Так же для реалистичной оценки надёжности схемы ОРУ Благовещенской ТЭЦ следует учесть уже ранее обозначенные слабые места, а именно высокую

сложность переключений. Как показывает практика эксплуатации РУ с шиноизбирательными разъединителями далеко не редкость ошибки оперативного персонала приводящие к отключению обеих секций шин. К таким ошибкам относятся неправильные действия, или их очередность при управлении разъединителями, заземляющими ножами, или устройствами РЗА [40]. Параметр потока отказов для такой ситуации определяется по формуле:

$$\omega(2\text{сш}) = k_{2\text{сш}} \sum_{i=1}^n \omega_i, \quad (8)$$

где $k_{2\text{сш}} = 0,1$ для ТЭС и $0,05$ для подстанций и ГЭС;

n – общее число цепей, присоединенных к секции сборных шин.

Показатели надёжности необходимые для расчёта приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры элементов схемы

Тип	Эл.	$\omega, \frac{1}{\text{год}}$	$a_{\text{оп}}$	$a_{\text{кз}}$	$t_{\text{в}}, \text{ч}$	$\omega_{\text{пр}}$	$t_{\text{пр}}, \text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ	1	0,002	-	-	20	0,200	45
ОСШ	2	0,016	-	-	5	0,860	8
МКП-110М-1000/20Б	3	0,011	0,004	0,006	40	0,834	5
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,166	8
2 СШ	4	0,016	-	-	5	0,016	4
1 СШ	5	0,016	-	-	5	0,016	4
МКП-110М-1000/20Б	6	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
МКП-110М-1000/20Б	7	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
РТСН 25 МВА	8	0,014	-	-	70	0,750	28
ВЛ	9	0,002	-	-	20	0,200	45
МКП-110М-1000/20Б	10	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
МКП-110М-1000/20Б	11	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
Т1	12	0,014	-	-	70	0,750	28
ВЛ	13	0,001	-	-	20	0,200	45
МКП-110М-1000/20Б	14	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
МКП-110М-1000/20Б	15	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
ВЛ	16	0,001	-	-	20	0,200	45
МКП-110М-1000/20Б	17	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5

Продолжение таблицы 13

Тип	Эл.	$\omega, \frac{1}{\text{год}}$	$a_{\text{оп}}$	$a_{\text{кз}}$	$t_{\text{в}}, \text{ч}$	$\omega_{\text{пр}}$	$t_{\text{пр}}, \text{ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8
МКП-110М-1000/20Б	18	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
Т2	19	0,075	-	-	95	1,000	30
ВЛ	20	$4 \cdot 10^{-4}$	-	-	20	0,200	45
ВМТ-110Б-25/1250	21	0,003	0,004	0,006	20	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
МКП-110М-1000/20Б	22	0,011	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
Т3	23	0,075	-	-	95	1,000	30
ВЛ	24	$4 \cdot 10^{-4}$	-	-	20	0,200	45
ВМТ-110Б-25/1250	25	0,003	0,004	0,006	20	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
ВГТ-110	26	0,002	0,004	0,006	40	0,860	8
РНДЗ		0,010	-	-	11	0,834	5
Т4	27	0,075	-	-	95	1,000	30

Расчёты надёжности существующей схемы приведены в Приложении А, результаты расчётов сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчёта надёжности существующей схемы

№ Яч.	$q_{\text{ст}}, \frac{1}{\text{год}}$	$q_{\text{авт}}, \frac{1}{\text{год}}$	$q_{\text{оп}}, \frac{1}{\text{год}}$	$\omega_{\text{ст}}, \frac{1}{\text{год}}$	$\omega_{\text{авт}}, \frac{1}{\text{год}}$	$\omega_{\text{оп}}, \frac{1}{\text{год}}$	$q, \frac{1}{\text{год}}$	$\omega, \frac{1}{\text{год}}$	$t_{\text{в}}, \text{ч}$	$T_{\text{пер}}, \text{ч}$
5	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	61,6	1,1
9	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,9 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-2}$	61,8	1,1
11	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,7 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-2}$	62,0	1,1
14	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,7 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$	55,6	1,1
1	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	55,0	1,1
4	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	55,2	1,1
6	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	55,2	1,1
8	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	55,0	1,1
10	$7,1 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$4,1 \cdot 10^{-2}$	42,2	1,1
12	$7,1 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$4,1 \cdot 10^{-2}$	42,1	1,1
2	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	61,6	1,1
3	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$7 \cdot 10^{-5}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$2,4 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-5}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$	55,7	1,1
2 СШ	-	-	-	-	-	-	$1,1 \cdot 10^{-3}$	0,170	54,6	6,6
1 СШ	-	-	-	-	-	-	$1,2 \cdot 10^{-3}$	0,187	54,6	5,5
Обе СШ	-	-	-	-	-	-	$1,3 \cdot 10^{-6}$	$3,5 \cdot 10^{-4}$	27,3	-
Ошибки ОП	-	-	-	-	-	-	$8,1 \cdot 10^{-5}$	$3,7 \cdot 10^{-2}$	19,0	-

Расчёты подтверждают высокую надёжность схемы 13Н, время переключений на обходную систему шин значительно меньше времени восстановления отказавшего выключателя.

Не удивительно, что расчёты подтвердили и обозначенные ранее недостатки схемы. Как видим из результатов расчётов отказ всей схемы произойдёт в 66,4% случаев из-за отказа ШСВ, 33,1% из-за ошибочных действий оперативного персонала и только в 0,5% случаев это будет отказ обеих систем шин. Становится очевидным, что слабые места нашей схемы – это единственный не резервированный элемент ШСВ, а также люди совершающие ошибки.

3.3.2 Расчёт первого варианта повышения надёжности

Как мы уже выяснили ранее, отказы автоматических выключателей происходят в трёх состояниях [32]:

- 1) «В статическом состоянии» – определяется показателем потока отказов выключателя и временем его восстановления;
- 2) «Отказ выключателя при автоматическом отключении из-за повреждённого смежного элемента» – определяется надёжностью смежных показателем потока отказов и временем восстановления смежных элементов, а также отказами устройств РЗА;
- 3) «Отказ выключателя при оперативных переключениях» – определяется числом и продолжительностью оперативных переключений.

В первом случае повысить надёжность системы поможет улучшение показателей установленного выключателя путём замены устаревших коммутационных аппаратов [32].

Во втором случае необходима модернизация смежных элементов, что не лишено смысла, так как самый старый выключатель превосходит по возрасту автора данной диссертации практически в 2 раза, а именно выключатели МКП-110М-1000. По большей части электротехническая база ОРУ представляет из себя «отслужившее своё» оборудование, выпуска 80-90 годов прошлого века [32].

В третьем же случае к увеличению показателей надёжности может привести, или сокращение оперативных переключений, или уменьшение их продолжительности. Уменьшить количество оперативных переключений не представляется возможным, так как оборудование необходимо выводить для текущего ремонта, если от них отказаться, то это попросту приведёт к снижению срока службы оборудования. А уменьшению времени переключений препятствует сложность схемы, большое число разъединителей оперировать которыми ОП физически не сможет быстрее [32].

Львиную долю вероятности отказа всей схемы вызывает ШСВ, но в 2020 году уже был установлен один из самых современных и надёжных типов выключателей. Спасти ситуацию может помочь установка в цепь ещё одного выключателя последовательно с ШСВ. Однако схема 13Н и так является достаточно ресурсоёмкой, и установка дополнительного выключателя будет достаточно дорогостоящим мероприятием. Что бы снизить, итак, немалую финансовую нагрузку логичным будет использовать в качестве дублирующего уже имеющийся обходной выключатель. Для реализации данной схемы будет достаточно дооснастить присоединение ШСВ ещё одним разъединителем, подключенным к обходной системе шин. Тогда станет возможным использовать 2 последовательно включенных выключателя, через обходную систему шин в период, когда отсутствуют плановые, или аварийные ремонты других выключателей. Недостатками такого решения станет усложнение и так не простой схемы ОРУ, что может привести к ошибкам ОП во время переключений [32].

Из ранее озвученных проблем делаем вывод о необходимости модернизации устаревшего силового оборудования и снижении влияния «человеческого фактора» в работе ОРУ, а также небольшом изменении схемы. Решение этих проблем сочетается идеально друг с другом, а именно внедрение дистанционного управления оборудованием с применением автоматизированных бланков переключений. Для внедрения ДУ необходимо, чтобы все коммутационные аппараты обладали возможностью дистанционного управления посредством АСУТП.

Управление коммутационными аппаратами посредством АРМ уже практически является стандартом де-факто и не является чем-то экзотическим [32].

То есть после модернизации первичного оборудования, установке дополнительного разъединителя остаётся лишь интегрировать в систему АСУТП новые коммутационные аппараты, внедрить софт для АБП и составить сами бланки [32].

Схемы замещения для вероятности отказа 1 и 2 системы шин аналогичны представленным на рисунках 21 и 22. Для варианта отказа обеих систем шин составлена схема замещения, представленная на рисунке 24.

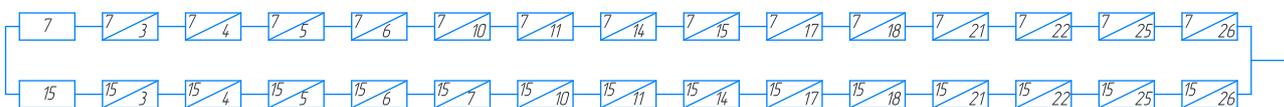


Рисунок 24 – Схема замещения для ШСВ после модернизации

Результаты расчётов для схемы после модернизации приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Надёжность варианта №1

№ Ячейки	$q_{ст}, \frac{1}{год}$	$q_{авт}, \frac{1}{год}$	$q_{оп}, \frac{1}{год}$	$\omega_{ст}, \frac{1}{год}$	$\omega_{авт}, \frac{1}{год}$	$\omega_{оп}, \frac{1}{год}$	$q, \frac{1}{год}$	$\omega, \frac{1}{год}$	$t_B, ч$	$T_{пер}, ч$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	53,4	0,436
9	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$	53,9	0,436
11	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	54,1	0,436
14	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,4 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	42,8	0,436
1	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,6 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$9,8 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	44,4	0,436
4	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,6 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$8,4 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	44,6	0,436
6	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,6 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$8,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	44,6	0,436
8	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,6 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$9,7 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	44,4	0,436
10	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,6 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$8,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	44,6	0,436
12	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,6 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$9,7 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	44,5	0,436
2	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-2}$	53,4	0,436
3	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$	43,4	0,436
2 СШ	-	-	-	-	-	-	$6,6 \cdot 10^{-4}$	0,12	48,3	2,620
1 СШ	-	-	-	-	-	-	$7,8 \cdot 10^{-4}$	0,145	47,3	2,200
Обе СШ	-	-	-	-	-	-	$5,2 \cdot 10^{-7}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	23,9	-

Из расчётов видим, что после модернизации каждое из присоединений с устаревшими выключателями повысило свою надёжность от 35 % до 40%. На надёжность уже ранее заменённых выключателей так же значительное влияние оказало повышение надёжности смежных элементов и уменьшение длительности переключений, 21,1% и 24,2% для «В Т-4» и «ШСВ» соответственно. В комплексе все мероприятия дают значительное снижение вероятности отказа систем шин 35,9% для 1СШ и 37,7% для 2СШ. Что касается надёжности всего ОРУ, вероятности полного отказа снизилась на 2 порядка, или на 99,4%.

Исходя из всего вышеописанного, мы получили значительное повышение надёжности всей схемы. Однако замена большого количества устаревшего оборудования потребует крупного капиталовложения, что не всегда представляется надёжным.

3.3.3 Расчёт второго варианта повышения надёжности

Хоть установленное первичное оборудование на ОРУ значительно устарело и срок эксплуатации уже давно вышел, но оно продолжает служить верой и правдой на нужды станции.

Для уменьшения единовременных затрат можно установить дополнительный разъединитель и внедрить ДУ с применением АБП. Это позволит уменьшить капиталовложения в модернизацию станции и снизить вероятность отказа ОРУ, как минимум за счёт исключения ошибочных действий оперативного персонала.

Но для внедрения данного варианта требуется интеграция сигналов положения коммутационных аппаратов в сеть АСУТП, а также реализация управления КА посредством АСУТП. Для решения данной задачи нам потребуется установка следующего оборудования:

- привод дистанционного управления для каждого из разъединителей;
- шкаф сбора данных и управления КА для каждого присоединения.

Результаты расчётов показателей надёжности для варианта №2 представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Надёжность варианта №2

№ Ячейки	$\frac{q_{ст,1}}{ГОД}$	$\frac{q_{авт,1}}{ГОД}$	$\frac{q_{оп,1}}{ГОД}$	$\frac{\omega_{ст,1}}{ГОД}$	$\frac{\omega_{авт,1}}{ГОД}$	$\frac{\omega_{оп,1}}{ГОД}$	$\frac{q,1}{ГОД}$	$\frac{\omega,1}{ГОД}$	$t_{в,ч}$	$T_{пер,ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	51,8	0,436
9	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,9 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-2}$	52,2	0,436
11	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$9,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,7 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-2}$	52,3	0,436
14	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,7 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$	42,7	0,436
1	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,7 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	45,1	0,436
4	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,7 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	45,3	0,436
6	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,7 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	45,3	0,436
8	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,7 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	45,1	0,436
10	$7,1 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$4,1 \cdot 10^{-2}$	34,5	0,436
12	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,7 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	45,2	0,436
2	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$9,2 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$3,1 \cdot 10^{-2}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	$3,2 \cdot 10^{-2}$	51,8	0,436
3	$3,2 \cdot 10^{-5}$	$7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$2,4 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$	43,2	0,436
2 СШ	-	-	-	-	-	-	$8,8 \cdot 10^{-4}$	0,17	45,3	2,620
1 СШ	-	-	-	-	-	-	$1 \cdot 10^{-3}$	0,19	47,2	2,200
Обе СШ	-	-	-	-	-	-	$8,9 \cdot 10^{-7}$	$3 \cdot 10^{-4}$	23,1	

Как видим эффективность данного метода ниже ранее предложенного варианта, так вероятность отказа присоединений уменьшится от 15,7% до 23,2%, что также является хорошим результатом. Вероятность отказа 1СШ снижается на 17,6%, 2СШ на 17,2%, а всей схемы так же на 2 порядка, на 99,2%.

3.4 Расчёт ущерба

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надёжности электроснабжения потребителей, и, следовательно, относится к экономическим показателям [40].

Этот показатель отражает значение потребляемой электроэнергии, предоставляемой на определённом уровне надёжности, и используется при расчёте штрафных санкций, пеней и убытков, связанных с нарушением контрактных обязательств в результате прерывания электроснабжения [40].

При определении стратегий оперативного и технического обслуживания, учёт фактора надёжности проводится на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, связанный с прерываниями в подаче электроэнергии при условии, что технологический процесс и оборудование остаются в

рабочем состоянии, а брак не производится, то есть ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции [40].

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, которая представляет собой часть общих убытков и связана с возникновением неожиданных обстоятельств. Эти обстоятельства могут привести к нарушениям в технологическом процессе, браку или поломке оборудования. Этот вид убытков зависит от типа потребителя, объема недоставленной энергии, степени ограничения и наличия у потребителя различных видов резервов [40].

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (9)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт [25];

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (10)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c, \quad (11)$$

где T_{cp} – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт*ч.

Расчёты ущерба приведены в приложении А. Результаты расчётов сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Ущерб от недоотпуска ЭЭ

Наименование	Изначально, руб	1 вариант, руб.	2 вариант, руб.
1 СШ	3470382	2173967	2871553
2 СШ	4657798	2985311	3839108
СХ	2107168	12993	16352
Суммарный годовой недоотпуск	10235349	5172271	6727014

Как видим, оба варианта дают дополнительную прибыль из-за снижения недоотпущенной электроэнергии в результате аварийных отключений. Снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии можем наблюдать на рисунке 25.



Рисунок 25 – Снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии

3.5 Выводы

В данном разделе были рассмотрены пути повышения надёжности функционирования ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ, предложены варианты модернизации текущей схемы и произведены расчёты. Для повышения надёжности

функционирования были предложены два варианта модернизации ОРУ различающиеся как по надёжности, так и по капиталовложениям. Оба варианта являются привлекательными учитывая значительный эффект, который они принесут. Уменьшение вероятности отказа приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Уменьшение вероятности отказа в %

№ Яч.	Вариант №1			Вариант №2		
	q, %	ω, %	t _в , %	q, %	ω, %	t _в , %
5	35,6	25,7	13,3	16,0	0,1	15,9
9	35,0	25,4	12,9	15,7	0,1	15,6
11	35,0	25,5	12,8	15,7	0,1	15,6
14	24,1	1,4	23,0	23,2	0,1	23,1
1	39,9	25,7	19,2	18,0	0,1	17,9
4	40,0	25,8	19,1	18,0	0,1	17,9
6	40,0	25,8	19,1	18,0	0,1	17,9
8	39,9	25,7	19,2	18,0	0,1	17,9
10	38,6	41,9	-5,8	18,5	0,1	18,4
12	38,6	41,8	-5,6	16,1	21,9	-7,4
2	35,6	25,6	13,4	16,0	0,1	15,9
3	24,2	2,6	22,2	22,5	0,1	22,4
2 СШ	37,7	29,6	11,5	17,2	0,1	17,1
1 СШ	35,9	25,9	13,5	17,6	4,7	13,5
Обе СШ	60,1	54,4	12,5	31,7	19,4	15,3

Был рассчитан недоотпуск электроэнергии в следствии отказов энергосистемы. Первый вариант модернизации сократил величину недоотпуска практически в 2 раза на 49,5%, что дало прибыль более 5 миллионов рублей в год. Второй вариант модернизации также значительно сократил недоотпуск электроэнергии на 34,4%, что в деньгах составляет более 3,5 миллионов рублей в год.

Но также стоит учитывать, что, выбрав вариант №2 мы никуда не уйдём от необходимости замены устаревшего первичного оборудования, а лишь покупаем себе время для постепенной и планомерной замены оборудования по результатам технического аудита, или в ходе технического перевооружения и реконструкции. Плюсом данного варианта является минимальная «переплата» из-за необходимости приобретения дополнительного оборудования, так модернизация АСУТП потребует в любом случае, а приводы разъединителей без проблем могут быть использованы с разъединителями нового поколения.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В данном разделе проведём расчет токов короткого замыкания. Для ОРУ 110 кВ выполним выбор и проверку выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения.

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах выполняется для определения потенциальных уровней тока, которые могут возникнуть при коротком замыкании. Это важно для [37]:

- проектирования и выбора оборудования: оборудование должно выдерживать потенциальные токи короткого замыкания;
- определения параметров защиты: уставки срабатывания и чувствительность защит.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо [37]:

- схема замещения: она представляет собой модель энергосистемы, в которой параметры элементов приводятся к одной выбранной ступени;
- параметры системы: необходимо знать характеристики всех компонентов системы, включая источники питания, трансформаторы, линии передачи и нагрузки.

Для выбора оборудования обычно используется максимальный режим, когда все элементы системы находятся в работе и общее сопротивление системы минимально. В этом режиме возникают наибольшие токи короткого замыкания, и оборудование должно быть способно безопасно и эффективно справляться с такими условиями [37].

Сопротивление системы:

$$Z_{\text{ЭКВ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}; \quad (12)$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,6 \text{ Ом.}$$

На рисунке 26 представлена структурная схема Благовещенской ТЭЦ с указанием точек КЗ.

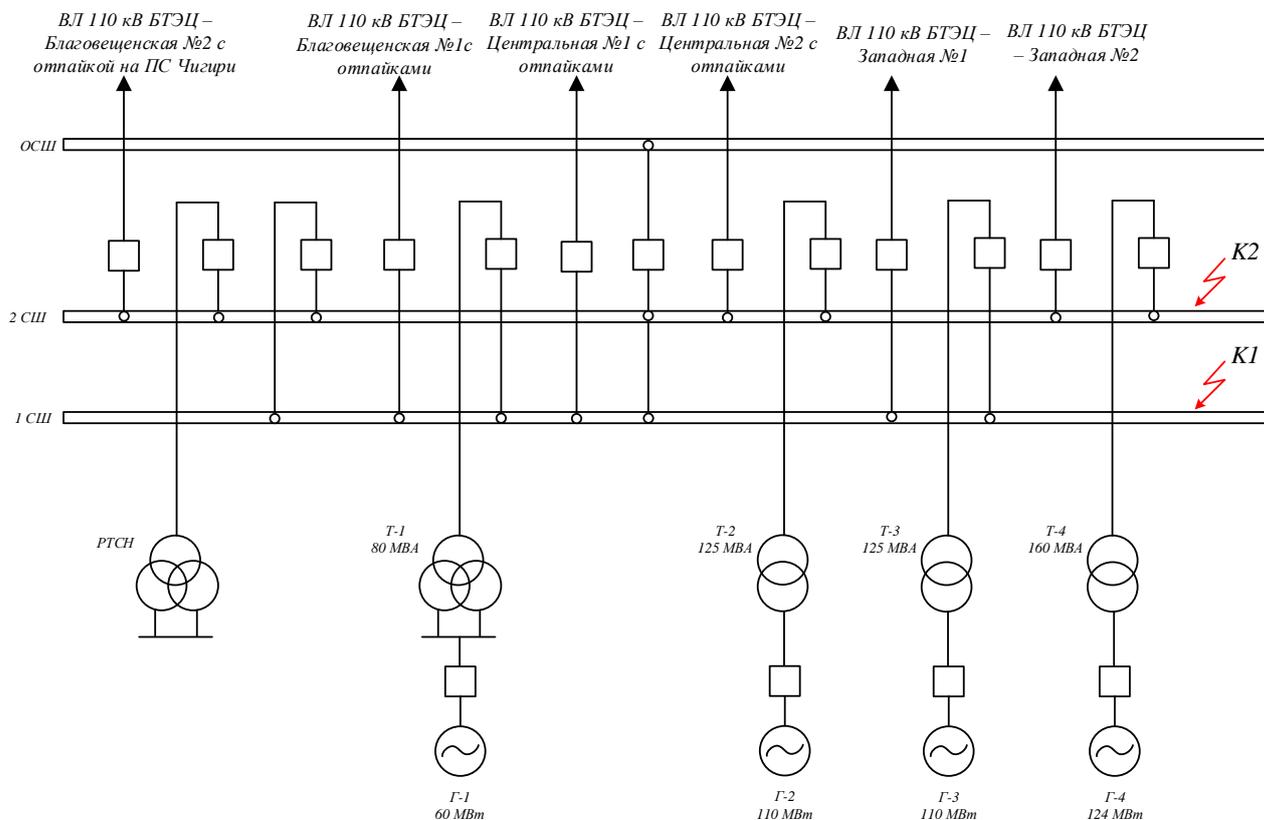


Рисунок 26 – Структурная схема Благовещенской ТЭЦ

В приложении Б представлен расчет параметров воздушных линий и трансформаторов, который был выполнен в ПВК MathCad 15.

Погонные параметры воздушных линий электропередачи возьмем из справочника [18] и представим их в виде таблицы 19.

Таблица 19 – Погонные параметры воздушных линий

$U_{ном}$	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
1	2	3	4
110 кВ	АСО - 300	0,098	0,429
	АС - 185	0,162	0,413
	АСО - 240	0,118	0,405

Параметры линий электропередачи представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Параметры линий электропередачи

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	R, Ом	X, Ом
1	2	3	4	5	6
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 2	110	АСО - 300	9,17	0,89	3,93
Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1	110	АСО - 300	9,17	0,89	3,93
Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1	110	АС - 185	6,00	0,97	2,47
Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2	110	АС - 185	6,00	0,97	2,47
Благовещенска ТЭЦ-Западная № 1	110	АСО - 240	2,00	0,23	0,81
	110	АС - 185	0,10	0,01	0,04
Благовещенска ТЭЦ-Западная № 2	110	АСО - 240	2,00	0,23	0,81
	110	АС - 185	0,10	0,01	0,04

Справочные данные для расчета параметров трансформаторов возьмем из справочника [18] и представим их в виде таблиц 21, 22, 23.

Таблица 21 – Справочные данные для трансформатора Т-1

Марка трансформатора	ТРДЦН – 80000/110
Диспетчерское наименование	Т-1
S, МВА	80
U _{вн} , кВ	115
U _{нн1} , кВ	6,3
U _{нн2} , кВ	6,3
U _к , %	10,5

Таблица 22 – Справочные данные для трансформаторов Т-2, Т-3

Марка трансформатора	ТДЦ -125000/110
Диспетчерское наименование	Т-2, Т-3
S, МВА	125
U _{вн} , кВ	121
U _{нн} , кВ	10,5
U _к , %	10,5

Таблица 23 – Справочные данные для трансформатора Т-4

Марка трансформатора	ТДЦ - 160000/110
Диспетчерское наименование	Т-4
S, МВА	160
U _{вн} , кВ	121
U _{нн} , кВ	10,5
U _к , %	11,5

Расчет параметров трансформаторов были проведены в ППК MathCad 15 сведем полученные значения в таблицу 24.

Таблица 24 – Параметры трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3, Т-4

Марка трансформатора	Диспетчерское наименование	U _к , %	X _{г.в} , Ом
1	2	3	4
ТРДЦН – 80000/110	Т-1	10,5	17,4
ТДЦ -125000/110	Т-2	10,5	12,3
ТДЦ -125000/110	Т-3	10,5	12,3
ТДЦ - 160000/110	Т-4	11,5	13,5

Расчет токов короткого замыкания был выполнен в ППК АРМ СРЗА. Протокол с полученными токами в амперах и килоамперах представлен в приложении В. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты расчета токов КЗ

Точка короткого замыкания	Режим	Трехфазное КЗ	Однофазное КЗ
1	2	3	4
К1	Максимальный	I ₁ =13815 А	3I ₀ =17587 А
К2	Максимальный	I ₁ =13815 А	3I ₀ =17587 А
К1	Минимальный	I ₁ =9531 А	3I ₀ =12256 А
К2	Минимальный	I ₁ =9531 А	3I ₀ =12256 А

4.2 Выбор и проверка оборудования на ОРУ 110 кВ

4.2.1 Выбор и проверка выключателей

При выборе выключателей руководствуются следующими критериями: продолжительностью номинального тока ($I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$), номинальным напряжением ($U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$), а также проверяют на отключающую способность, термическую и динамическую устойчивость при воздействии токов КЗ [50].

Выключатели высокого напряжения должны удовлетворять следующим требованиям [50]:

- способность надёжно отключать расчётные токи КЗ;
- быстрота действия, то есть минимальное время отключения;

- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, то есть способность к мгновенному включению после отключения;
- возможность управления по фазам (по полюсам) для напряжения 110 кВ и выше;
- простота осмотра и проверки контактов;
- взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

В таблице 26 представлены приводы выключателей, которые в настоящее время установлены на Благовещенской ТЭЦ. Года ввода такие же, как у выключателей (см. таблицу 11).

Таблица 26 – Привода выключателей, установленные на Благовещенской ТЭЦ

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	Тип привода
1	2	3
1	В Благовещенская №2	ППрК-2400С
2	В РТСН	ШПЭ
3	ШСВ	ШПЭ
4	В Благовещенская №1	ШПЭ
5	В Т-1	ШПЭ
6	В Центральная №1	ШПЭ
7	ОВ	ШПЭ
8	В Центральная №2	ШПЭ
9	В Т-2	ШПЭ
10	В Западная №1	ППрК-1400
11	В Т-3	ШПЭ
12	В Западная №2	ППрК-1400
14	В Т-4	ППрА-2000

Для установки на ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-110 и проведем его проверку [50].

Колонковый элегазовый выключатель типа ВГТ-110, на номинальное напряжение 110 кВ, выпускается российской компанией ЗАО «Энергомаш (г. Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» [50].

Конструкция выключателя включает в себя три полюса (или колонны), расположенные на общей раме, и управляемые одним пружинным приводом ППрМ

или пружинно-гидравлическим приводом ППрГ-2. Также возможна однополюсная версия с управлением через привод ППрМ [50].

Преимущества [50]:

- сохраняет электрическую прочность изоляции при напряжении 84 кВ даже при снижении избыточного давления газа внутри выключателя;
- отключает емкостные токи без повторных пробоев, минимизируя перенапряжения;
- обеспечивает низкий уровень шума при срабатывании, соответствуя экологическим стандартам;
- создает низкие динамические нагрузки на опоры основания;
- пружинный привод ППрМ проявил себя как надежное и безопасное решение, подтвержденное многолетним использованием в колонковых выключателях;
- поддерживает автоматическое управление двумя ступенями обогрева (антиконденсатной и основной) в шкафу привода и контроль их функционирования;
- компоненты для устройства приобретаются у проверенных производителей на внутреннем и международном рынках;
- блочно-модульная конструкция выключателя облегчает поставку изделия в удобной упаковке с минимальным объемом и сокращает транспортные расходы, а также упрощает и ускоряет установку, ввод в эксплуатацию.

Выбор выключателя производится по следующим основным параметрам: по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

по максимальному рабочему току:

$$I_{max} \leq I_{ном}.$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{max} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 110}. \quad (13)$$

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле [18]:

$$B_k = I_{K3}^2 \cdot (t_{откл} + T_a + \Delta t), \quad (14)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 0,06$ с;

Δt – степень селективности;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ [18].

$$i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл}}{100}, \quad (15)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ [18]:

$$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (16)$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ [18]:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{K3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (17)$$

где τ – кратчайшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Параметр τ рассчитывается по формуле [18]:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{св}, \quad (18)$$

где $t_{св}$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{3,\min}$ – минимальное время действия РЗ, $t_{3,\min} = 0,01$ с.

Апериодический ток в момент времени t определяется по выражению [18]:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (19)$$

Ударный ток КЗ в цепи выключателя найдем по формуле [18]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_{y\partial}, \quad (20)$$

$K_{y\partial}$ – ударный коэффициент, который можно посчитать по формуле [18]:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}. \quad (21)$$

Расчет параметров представлен в приложении Г. Каталожные данные выключателей представлены в таблице 27. Данные расчетов сведены в таблицы 28.

Таблица 27 – Каталожные данные выключателей

Тип выключателя	U _н , кВ	I _н , А	і _{скв} , кА	В _{кн} , кА ² с	I _{вкл} , кА	I _{откл} , кА	i _{л.ном} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8
ВГТ-110Ш-40/2000 У1	110	2000	102	4800	40	40	18
ВГТ-110Ш-40/3150 У1	110	3150	102	4800	40	40	18

Таблица 28 – Расчётные данные выключателей

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	U _н , кВ	I _{рмах} , А	I _{уд} , кА	В _{кр} , кА ² с	I _{по} , кА	I _{по} , кА	i _{л.уд} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	В Благовещенская №2	110	690,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
2	В РТСН	110	105,1	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
3	ШСВ	110	1229,6	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
4	В Благовещенская №1	110	690,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
5	В Т-1	110	578,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
6	В Центральная №1	110	510,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
7	ОВ	110	1229,6	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
8	В Центральная №2	110	510,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9

Продолжение таблицы 28

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	U _н , кВ	I _{рмах} , А	I _{уд} , кА	W _{кр} , кА ² с	I _{по} , кА	I _{по} , кА	i _{а.уд} , кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	В Т-2	110	651,6	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
10	В Западная №1	110	610,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
11	В Т-3	110	578,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
12	В Западная №2	110	610,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
14	В Т-4	110	651,6	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9

В таблице 29 представлены выключатели до и после модернизации.

Таблица 29 – Выбранные выключатели

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	Тип выключателя до замены	Тип выключателя после замены
1	2	3	4
1	В Благовещенская №2	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
2	В РТСН	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
3	ШСВ	ВГТ-110IV-40/3150 ХЛ1	Замена не требуется
4	В Благовещенская №1	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
5	В Т-1	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
6	В Центральная №1	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
7	ОВ	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
8	В Центральная №2	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
9	В Т-2	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
10	В Западная №1	ВМТ-110Б-25/1250	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
11	В Т-3	МКП-110М-1000/20Б	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
12	В Западная №2	ВМТ-110Б-25/1250	ВГТ-110Ш-40/2000 У1
14	В Т-4	ВГТ-110Ш-40/2000 У1	Замена не требуется

Как видно из результатов выключатели марки ВГТ-110Ш-40/2000 У1 и ВГТ-110Ш-40/3150 У1 соответствуют всем условиям и могут быть приняты к установке.

4.2.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ. Его главная функция – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта [36].

Разъединители выбирают по конструктивному исполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ [36].

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током [36].

На Благовещенской ТЭЦ для управления разъединителями используют ручные приводы. Типы разъединителей для каждого присоединения рассматривались ранее и представлены в таблице 14.

Выберем разъединители РГ.16-110/1000 УХЛ1, РГ.16-110/3150 УХЛ1, РГ.2-110/1000 УХЛ1, РГ.2-110/3150 УХЛ1 и проведем их проверку. Соответственно, с одним и с двумя заземляющими ножами [36].

Горизонтально-поворотный разъединитель типа РГ, на номинальное напряжение 110 кВ, выпускается российской компанией ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки) – Завод электротехнического оборудования [36].

В таблице 30 представлены разъединители до и после модернизации.

Таблица 30 – Выбранные разъединители

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	Тип разъединителей до замены	Тип разъединителей после замены
1	2	3	4
1	В Благовещенская №2	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
2	В РТСН	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
3	ШСВ	РГ.16-110/3150 УХЛ1 РГ.2-110/3150 УХЛ1	Замена не требуется
4	В Благовещенская №1	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
5	В Т-1	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
6	В Центральная №1	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
7	ОВ	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/3150 УХЛ1 РГ.2-110/3150 УХЛ1
8	В Центральная №2	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
9	В Т-2	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
10	В Западная №1	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
11	В Т-3	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
12	В Западная №2	РНДЗ-16-110У-1000 РНДЗ-2-110У-1000	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1
14	В Т-4	РГ.16-110/1000 УХЛ1 РГ.2-110/1000 УХЛ1	Замена не требуется

Каталожные и расчётные данные разъединителей представлены, соответственно, в таблицах 31 и 32.

Таблица 31 – Каталожные данные разъединителей

Тип разъединителя	U _н , кВ	I _н , А	i _{скв} , кА	Кол-во ЗН	Тип ножей	В _{кн} , кА ² с
1	2	3	4	5	6	7
РГ.16-110/1000 УХЛ1	110	1000	100	1	Главные	4800
					Заземляющие	1600
РГ.16-110/3150 УХЛ1	110	3150	160	1	Главные	4800
					Заземляющие	1600
РГ.2-110/1000 УХЛ1	110	1000	100	2	Главные	4800
					Заземляющие	1600
РГ.2-110/3150 УХЛ1	110	3150	160	2	Главные	4800
					Заземляющие	1600

Таблица 32 – Расчётные данные разъединителей

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	U _н , кВ	I _{рмах} , А	I _{уд} , кА	В _{кр} , кА ² с Главные ножи	В _{кр} , кА ² с Заземляющие ножи
1	2	3	4	5	6	7
1	В Благовещенская №2	110	690,0	46,6	396,1	396,1
2	В РТСН	110	105,1	46,6	396,1	396,1
3	ШСВ	110	1229,6	46,6	396,1	396,1
4	В Благовещенская №1	110	690,0	46,6	396,1	396,1
5	В Т-1	110	578,0	46,6	396,1	396,1
6	В Центральная №1	110	510,0	46,6	396,1	396,1
7	ОВ	110	1229,6	46,6	396,1	396,1
8	В Центральная №2	110	510,0	46,6	396,1	396,1
9	В Т-2	110	651,6	46,6	396,1	396,1
10	В Западная №1	110	610,0	46,6	396,1	396,1
11	В Т-3	110	578,0	46,6	396,1	396,1
12	В Западная №2	110	610,0	46,6	396,1	396,1
14	В Т-4	110	651,6	46,6	396,1	396,1

Как видно из результатов разъединители РГ.16-110/1000 УХЛ1, РГ.2-110/1000 УХЛ1 и РГ.16-110/3150 УХЛ1, РГ.2-110/3150 УХЛ1 соответствуют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

4.2.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы тока и напряжения имеют важную роль в системах электроснабжения. Они обеспечивают две основные функции [46]:

1. Безопасность: Измерительные трансформаторы преобразуют высокое напряжение или высокий ток в сетях электроснабжения до более низких и без-

опасных значений, которые можно обрабатывать стандартными измерительными устройствами. Так, сетевое напряжение или ток могут достигать десятков тысяч вольт или ампер, в то время как стандартные измерительные приборы обычно разработаны для работы с напряжениями и токами в районе 100-200 В или 1-5 А.

2. Измерение и контроль: Измерительные трансформаторы позволяют точно измерять величины тока и напряжения в электрических сетях. Эта информация используется для контроля и регулирования работы электросетей, для обнаружения и устранения неисправностей, для учета потребления электроэнергии и для обеспечения защиты от перегрузок и коротких замыканий.

Трансформаторы тока характеризуются несколькими основными параметрами [46]:

1. Первичный и вторичный токи – это токи, проходящие через первичную и вторичную обмотки трансформатора соответственно. Они связаны между собой отношением трансформации, которое обычно фиксировано для каждого конкретного трансформатора тока. Например, трансформатор тока с отношением трансформации 1000/5 будет преобразовывать первичный ток в 1000 ампер во вторичный ток в 5 ампер.

2. Точность – определяется отклонением реального вторичного тока от теоретического значения, которое ожидается на основании отношения трансформации.

3. Мощность нагрузки – этот параметр определяет максимальную мощность, которую можно подключить к вторичной обмотке трансформатора без существенного ухудшения его точности.

4. Класс изоляции – класс изоляции определяет максимальное напряжение, при котором трансформатор тока может безопасно работать.

5. Класс защиты – определяет степень защиты оборудования от внешних воздействий, таких как пыль, вода и т.д.

Мощность нагрузки (или нагрузочная способность) трансформатора тока определяет максимальное суммарное сопротивление (обычно выраженное в ВА,

вольт-амперах), которое можно подключить к вторичной обмотке трансформатора без значительного ухудшения его точности.

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (22)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2. \quad (23)$$

Под нагрузкой R_2 в данном контексте обычно подразумеваются различные измерительные приборы, защитные реле и другие устройства, подключенные к вторичной обмотке трансформатора $R_{ПРИБ}$. Каждое из этих устройств представляет определенное активное и реактивное сопротивление, и суммарное сопротивление всех подключенных устройств не должно превышать нагрузочную способность трансформатора. Вторичная нагрузка на трансформатор тока включает не только сопротивление подключенных приборов, но также и дополнительные факторы, такие как сопротивление соединительных проводов $R_{ПР}$ и переходное сопротивление контактов R_K . Все эти элементы вместе составляют общую нагрузку на трансформатор. Сопротивление соединительных проводов зависит от длины, сечения и материала проводника. Длинные провода или провода с малым сечением могут создавать значительное сопротивление, которое может повлиять на работу трансформатора. Переходное сопротивление контактов относится к сопротивлению, которое возникает на соединениях между различными элементами цепи - например, на соединениях между проводами и приборами или между различными секциями проводника [18].

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K. \quad (24)$$

Необходимо определить количество и тип измерительных приборов, которые будут подключены к вторичной обмотке трансформатора. Разные типы приборов могут иметь различное сопротивление и потребляемую мощность, и общая нагрузка на трансформатор будет зависеть от их суммарных характеристик. Определить длину и сечение соединительных проводов. Длинные провода или провода с малым сечением могут создавать дополнительное сопротивление в цепи. Для медных проводов минимальное сечение обычно составляет 2,5 мм², а максимальное – 6 мм². Для алюминиевых проводов эти значения составляют 4 мм² и 10 мм² соответственно [18]. Определите сопротивление наиболее нагруженной фазы. В зависимости от схемы соединения приборов контроля и учета, можно определить, какая из фаз будет наиболее нагружена, и затем проверить её сопротивление на соответствие $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРИБ}}$. Вторичная нагрузка трансформаторов для самой нагруженной фазы представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Место установки ТТ	Класс точности обмотки ТТ	Наименование прибора	Потребляемая мощность, ВА
1	2	3	4
Ячейки № 2, 5, 9, 11, 14. Трансформаторы	0,5	Амперметр	0,1
	10Р	ШЭ 1111	2
Ячейки № 1, 4, 6, 8, 10, 12. Линейные ячейки	0,2S	Счётчик мощности	0,4
	0,5	Амперметр	0,1
		Ваттметр	0,1
		Варметр	0,1
	10Р	БЭ2704V019	2
		БЭ2704V021	2
		БЭ2704V093	2
БЭ2704V087		2	
Ячейка № 3. ШСВ	0,5	Амперметр	0,1
	10Р	Электромеханическая панель КСЗ (МТЗ, ТЗНП)	10
		Электромеханическая панель АУВ (АУВ, ТАПВ)	5

Для примера произведём расчёт нагрузки для ячейки №3.

Если нагрузка превышает максимально допустимую, это может привести к искажению выходного сигнала, уменьшению точности измерений и даже повреждению трансформатора. Поэтому очень важно правильно оценить нагрузочную способность при выборе трансформатора тока и придерживаться следующей формулы [18]:

$$Z_{2,ДОП} \geq \sum(Z_{ПРИБ} + Z_{ПР} + Z_K) \quad (25)$$

Выберем трансформатор тока ТОГФ-110 и проведем его проверку. Трансформатор тока элегазовый с фарфоровой изоляцией ТОГФ-110 выпускается российской компанией ЗАО «ЗЭТО» (г. Великие Луки) – Завод электротехнического оборудования [46].

Определим нагрузку на трансформатор тока по формуле:

$$r_{НАГР} = \sum(r_{ПРИБ} + r_{ПР} + r_K); \quad (26)$$

$$r_{ПР} = r_{2,ДОП} - \sum r_{ПРИБ} - r_K; \quad (27)$$

где $r_{ПР}$ - сопротивление проводов;

$r_{2,ДОП}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока (10 Ом);

$\sum r_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН;

r_K - сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,01$ Ом, при большом количестве приборов.

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2}, \quad (28)$$

где $S_{ПРИБ}$ – мощность, потребляемая приборами.

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2=5$ А.

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПР}} = 10 - 0,6 - 0,01 = 9,939 \text{ Ом.}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (29)$$

где l – длина соединительного кабеля ($l = 150 \text{ м}$).

Зависимость длины соединительных проводов напряжения представлено в таблице 34.

Таблица 34 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U _н , кВ	l, м
1	2
110	100 – 150
35	75 – 100
10	4 – 6

ρ - удельное сопротивление материала кабеля (медь): $\rho = 0,0175$.

В результате получим:

$$S = \frac{0,0175 \cdot 150}{9,939} = 0,279 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайшее большее стандартное сечение контрольного кабеля. Принимаем кабель КВВГ с сечением $q = 2,5 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (30)$$

$$r_{\text{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}, \quad (31)$$

$$Z_2 \approx r_2 = 1,05 + 0,6 + 0,01 = 1,66 \text{ Ом},$$

$$B_{\text{терм}} = I_{\text{терм.ном}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \quad (32)$$

$$B_{\text{терм}} = I_{\text{терм.ном}}^2 \cdot t_{\text{отк}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Каталожные и расчетных данные ТТ представлены в таблицах 35 и 36.

Таблица 35 – Каталожные данные ТТ

Тип трансформатора тока	U _н , кВ	I _н , А	I _{эл.д.} , кА	B _{терм} , кА ² с	Класс точности	P ₂ , ВА	Z _н , Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
ТОГФ-110 1500/5	110	1500	80	2976,75	0,5	30	1,2
					10P	30	1,2
ТОГФ-110 1000/5	110	1000	80	2976,75	0,2S	30	1,2
					0,5	30	1,2
					10P	50	2
ТОГФ-110 1000/5	110	1000	80	2976,75	0,5	30	1,2
					10P	30	1,2

Таблица 36 – Расчётные данные ТТ

Номер ячейки	Диспетчерское наимено- вание	U _н , кВ	I _{рмах} , А	I _{уд} , кА	Класс точно- сти	B _{кр} , кА ² с	Z ₂ , Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	В Благовещенская №2	110	690,0	46,6	0,2S	396,1	1,076
					0,5		1,072
					10P		1,38
2	В РТСН	110	105,1	46,6	0,5	396,1	1,064
					10P		1,14
3	ШСВ	110	1229,6	46,6	0,5	396,1	1,38
					10P		1,064
4	В Благовещенская №1	110	690,0	46,6	0,2S	396,1	1,076
					0,5		1,072
					10P		1,38
5	В Т-1	110	578,0	46,6	0,5	396,1	1,064
					10P		1,14
6	В Центральная №1	110	510,0	46,6	0,2S	396,1	1,076
					0,5		1,072
					10P		1,38
7	ОВ	110	1229,6	46,6	0,2S	396,1	1,076
					0,5		1,072
					10P		1,38
8	В Центральная №2	110	510,0	46,6	0,2S	396,1	1,076
					0,5		1,072
					10P		1,38

Продолжение таблицы 36

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	U _н , кВ	I _{рmax} , А	I _{уд} , кА	Класс точности	В _{кр} , кА ² с	Z ₂ , Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
9	В Т-2	110	651,6	46,6	0,5 10P	396,1	1,064 1,14
10	В Западная №1	110	610,0	46,6	0,2S		396,1
10					0,5	1,072	
					10P	1,38	
11	В Т-3	110	578,0	46,6	0,5 10P	396,1	1,064 1,14
12	В Западная №2	110	610,0	46,6	0,2S		396,1
12					0,5	1,072	
					10P	1,38	
14	В Т-4	110	651,6	46,6	0,5 10P	396,1	1,064 1,14

В таблице 37 показаны выбранные трансформаторы тока.

Таблица 37 – Выбранные трансформаторы тока

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	Тип ТТ до замены	Тип ТТ после замены
1	2	3	4
1	В Благовещенская №2	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1000/5
2	В РТСН	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1000/5
3	ШСВ	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1500/5
4	В Благовещенская №1	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1000/5
5	В Т-1	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1000/5
6	В Центральная №1	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1000/5
7	ОВ	ТОГФ-110 1000/5	ТОГФ-110 1500/5
8	В Центральная №2	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1000/5
9	В Т-2	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1000/5
10	В Западная №1	ТФЗМ 110Б-IV У1 600/5 А	ТОГФ-110 1000/5
11	В Т-3	ТВ-110-18 1000/5 А	ТОГФ-110 1000/5
12	В Западная №2	ТФЗМ 110Б-IV У1 600/5 А	ТОГФ-110 1000/5
14	В Т-4	ТОГФ-110 1000/5	Замена не требуется

Исходя из проведенных расчетов и анализа, можно подтвердить, что выбранные трансформаторы тока соответствуют всем требованиям для данной системы. Эти трансформаторы обеспечат корректное преобразование первичных токов до уровней, безопасных для подключения измерительных приборов,

устройств автоматики и реле защиты. Соответствие их номинальным параметрам, классам точности и нагрузочной способности гарантирует их надёжную работу в системе.

Таким образом, выбранные трансформаторы тока могут быть приняты к установке, и ожидается, что они обеспечат надёжную и точную работу в электроустановке.

4.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Выбор измерительных трансформаторов напряжения включает ряд важных шагов [16]:

- Номинальное напряжение – должно соответствовать номинальному напряжению сети;

- Класс точности – определяется необходимую точность измерения трансформатора;

- Мощность нагрузки – Трансформатор должен быть способен выдерживать нагрузку от подключенных устройств. Нагрузка трансформатора напряжения измеряется в вольт-амперах (VA) и должна быть достаточной для поддержки всех подключенных устройств.

- Схема соединения.

Мощность нагрузки для измерительного трансформатора напряжения проверяется по следующему условию:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения играют важную роль в функционировании распределительных устройств. Они устанавливаются для питания измерительных обмоток приборов учета и контроля, что позволяет эффективно отслеживать

и регистрировать уровень напряжения в электрической сети. Без трансформаторов напряжения эти приборы не смогли бы безопасно и точно измерять высокое напряжение. Также трансформаторы напряжения обеспечивают измерения для устройств релейной защиты. Наконец, трансформаторы напряжения играют ключевую роль в измерениях подстанционной автоматики.

Аналогично логике выбора трансформаторов тока, при выборе трансформатора напряжения тоже требуется убедиться, что он соответствует расчётным параметрам. Для этого нужно создать таблицу, отражающую все нагрузки, которые будут подключены к вторичной цепи трансформатора, и вычислить общую нагрузку в этой цепи $S_{2\text{расч}}$.

На сторону ВН выберем трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1 и проведем его проверку. Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин [16]. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 38.

Таблица 38– Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Место установки ТТ	Наименование прибора	Кол-во	Класс точн.	S_2 , ВА			$S_{2\Sigma\Phi}$, ВА			$S_{2\Sigma}$, ВА
				АВ	ВС	СА	АВ	ВС	СА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ячейки № 2, 5, 9, 11, 14. Трансформаторы	ШЭ 1111	2	1	0,5	0,5	0,5	1	1	1	3
Ячейки № 1, 4, 6, 8, 10, 12. Линейные ячейки	Счётчик мощности	1	0,2	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	10,8
	Ватметр	1	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,6
	Варметр	1		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
	БЭ2704V019	2	1	0,5	0,5	0,5	1	1	1	12
	БЭ2704V021	2		0,5	0,5	0,5	1	1	1	
	БЭ2704V093	2		0,5	0,5	0,5	1	1	1	
БЭ2704V087	2	0,5		0,5	0,5	1	1	1		
Ячейка № 3. ШСВ	Электромеханическая панель КСЗ (МТЗ, ТЗНП)	2	1	0,5	0,5	0,5	1	1	1	6
	Электромеханическая панель АУВ (АУВ, ТАПВ)	2		0,5	0,5	0,5	1	1	1	
Итого										32,4

Каталожные и расчетных данные ТН представлены в таблицах 39 и 40.

Таблица 39 – Каталожные данные ТН

Тип трансформатора напряжения	Класс точности	U _н , кВ	U _{2н} , кВ	S _н , ВА
1	2	3	4	5
НАМИ – 110 УХЛ1	0,2	110	0,1	100
	0,5			200
	3			400

В таблице 40 показаны выбранные трансформаторы напряжения.

Таблица 40– Выбранные трансформаторы напряжения

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	Тип ТН после замены	Класс точности обмотки	U _н , кВ	U _{нт} , кВ	S _н , ВА	S _{нт} , ВА
1	В Благовещенская №2	НАМИ – 110 УХЛ1	0,2	110	110	100	10,8
			0,5			200	0,6
			3			400	12
2	В РТСН		3	110	110	400	0,8
3	ШСВ		3	110	110	400	6
4	В Благовещенская №1		0,2	110	110	100	10,8
			0,5			200	0,6
			3			400	12
5	В Т-1		3	110	110	400	0,8
6	В Центральная №1		0,2	110	110	100	10,8
			0,5			200	0,6
			3			400	12
7	ОВ	0,2	110	110	100	10,8	
		0,5			200	0,6	
		3			400	12	
8	В Центральная №2	0,2	110	110	100	10,8	
		0,5			200	0,6	
		3			400	12	
9	В Т-2	3	110	110	400	0,8	
10	В Западная №1	0,2	110	110	100	10,8	
		0,5			200	0,6	
		3			400	12	
11	В Т-3	3	110	110	400	0,8	
12	В Западная №2	0,2	110	110	100	10,8	
		0,5			200	0,6	
		3			400	12	
14	В Т-4	3	110	110	400	0,8	

Как видно из результатов трансформатор напряжения НАМИ – 110 УХЛ1 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.3 Выводы

В рамках данного раздела была проведена работа по расчёту токов короткого замыкания. Этот расчет является критически важной процедурой, чтобы обеспечить безопасность и надежность электроэнергетической системы. Токи короткого замыкания могут вызвать существенные повреждения оборудования и угрожать безопасности персонала, поэтому оценка максимальных величин таких токов является обязательной при проектировании и эксплуатации электрических сетей.

В частности, для ОРУ 110 кВ был осуществлён выбор и проверка нескольких ключевых элементов. Прежде всего, были выбраны и проверены выключатели. Выключатели играют важную роль в системе защиты, так как они обеспечивают возможность отключения или подключения электрических цепей под нагрузкой и без нагрузки, а также в условиях нормальной работы и при нарушениях.

Кроме того, был выполнен выбор и проверка разъединителей. Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в электрической цепи для безопасности технического обслуживания и ремонта оборудования.

Следующим шагом был выбор и проверка трансформаторов тока. Они используются для преобразования высокого тока в низкое значение для измерения и защиты. Проверка трансформаторов тока включает в себя анализ их способности преобразовывать ток без искажения сигнала и предотвращать перегрузку.

Наконец, были выбраны и проверены трансформаторы напряжения. Они используются для преобразования высокого напряжения в низкое для измерения и защиты. Проверка этих трансформаторов обеспечивает их способность корректно функционировать при различных уровнях нагрузки и в условиях короткого замыкания.

Таким образом, в данном разделе была выполнена работа по расчёту токов короткого замыкания и подбору соответствующего оборудования для ОРУ 110 кВ, обеспечивающего безопасность и надежность электроэнергетической системы.

5 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

В данном разделе рассмотрим экономическую эффективность предложенных вариантов. Рассчитаем капиталовложения в реализацию проекта, эксплуатационные и амортизационные издержки, чистый дисконтированный доход.

5.1 Капиталовложения в реализацию проекта

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования, эксплуатационных издержек и прочих затрат с поступлениями [18].

В таблице 41 приведены стоимость устройств и их количество требуемых для модернизации.

Таблица 41 – Стоимость и количество реконструированного оборудования

Тип устройства	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Итог, руб.
1	2	3	4
Вариант 1			
Выключатель ВГТ	11	1750000	19250000
Разъединитель 1 ЗН	33	350000	11550000
Разъединитель 2 ЗН	11	500000	5500000
Оборудование АСУТП	1	500000	500000
Программное обеспечение АСУТП	1	500000	500000
Вариант 2			
Привод типа ПД – 14	99	90000	8910000
Шкаф сбора данных и управления КА	11	50000	550000
Оборудование АСУТП	1	500000	500000
Программное обеспечение АСУТП	1	500000	500000

Далее необходимо определить капитальные вложения в устройства на ОРУ для 1 варианта по формуле:

$$K_{ОРУ} = n_{яч}(n_{выкл} \cdot K_{выкл} + n_{P13H} \cdot K_{P13H} + n_{P23H} \cdot K_{P23H}), \quad (33)$$

где $n_{яч}$ – число ячеек, требующих модернизации;

$n_{выкл}$ – количество выключателей в ячейке;

$K_{выкл}$ – цена силового выключателя;

n_{P13H} – количество разъединителей с 1 ЗН в ячейке;

K_{P13H} – цена разъединителя с 1 ЗН;

n_{P23H} – количество разъединителей с 2 ЗН в ячейке;

K_{P23H} – цена разъединителя с 2 ЗН.

Формула для варианта №2 следующая:

$$K_{ОРУ} = n_{яч}(K_{ШУКА} + 2 \cdot n_{P13H} \cdot K_{ПР} + 3 \cdot n_{P23H} \cdot K_{ПР}), \quad (34)$$

где $K_{ШУКА}$ – цена шкафа управления и сбора данных КА;

$K_{ПР}$ – цена привода для разъединителя.

Затем необходимо определить капитальные вложения в модернизацию сети АСУТП, которые можно определить по формуле:

$$K_{АСУТП} = (K_{асутпОБ} + K_{асутпПО}) \cdot k_{СМР}, \quad (35)$$

где $K_{асутпОБ}$ – стоимость оборудования для АСУТП;

$K_{асутпПО}$ – стоимость программного обеспечения для АСУТП;

$k_{СМР}$ – коэффициент, учитывающий строительные-монтажные работы (45% от стоимости оборудования), $k_{СМР} = 1,45$.

Находим суммарные капиталовложения:

$$K_{сумм} = K_{ОРУ} + K_{АСУТП}, \quad (37)$$

где $K_{ОРУ}$ – капитальные вложения в устройства на ОРУ;

$K_{АСУТП}$ – капитальные вложения в АСУТП.

Далее необходимо рассчитать амортизационные и эксплуатационные издержки.

5.2 Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонты и техническое обслуживание оборудования выражаются через эксплуатационные издержки [18].

Издержки на эксплуатацию АСУТП определяются следующим образом:

$$И_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС} \cdot K_{сумм}, \quad (38)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС}}$ – норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, $\alpha_{\text{ЭКС}} = 0,007$;

5.3 Расчет амортизационных издержек

Амортизация – это постепенное перенесение стоимости основных фондов на производимые с их помощью продукт или работу [18].

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции [18].

Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов [18].

Далее необходимо определить издержки на амортизацию из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}} \cdot K_{\text{сумм}}, \quad (39)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию вычисляются из формулы:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (40)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы АСУТП, $T_{\text{сл}} = 10$ лет.

5.4 Прочие расходы

Себестоимость электроэнергии зависит от [18]:

- амортизационных отчислений;
- отчислений на эксплуатацию;
- издержек на топливо;
- отчисления на заработную плату с учетом ЕСН;
- капиталовложения в станцию и прочих издержек.

Значит прочие расходы определяются с учетом рассчитанных выше издержек:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}}) + 0,03 \cdot K_{\text{сумм}}. \quad (41)$$

Суммарные издержки определяются по формуле:

$$\sum I = I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{топл}} + I_{\text{пр}}. \quad (42)$$

Результаты расчета издержек для микропроцессорных РЗ сведены в таблицу 42.

Таблица 42 – Издержки для устройств релейной защиты

Издержки	Руб.
1	2
Вариант 1	
$\sum I$	3996632178
$I_{\text{ЭКС}}$	264250
$I_{\text{ам}}$	1052500
$I_{\text{пр}}$	5082750
$I_{\text{Топл}}$	3995051178
Вариант 2	
$\sum I$	3997209958
$I_{\text{ЭКС}}$	76370
$I_{\text{ам}}$	381500
$I_{\text{пр}}$	1700910
$I_{\text{Топл}}$	3995051178

5.5 Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход – это сумма всех дисконтируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, которые возникают в результате реализации инвестиционного объекта [18].

Чистый дисконтированный доход – это интегральный или динамический критерий оценки экономической эффективности инвестиций, который оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени [18].

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{pt} = W_t \cdot T, \quad (43)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия в год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, руб./кВт·ч.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$P_{\text{от}} = O_{\text{пт}} - I_t - K_t - Y_t, \quad (44)$$

где $O_{\text{пт}}$ – объем продаж электроэнергии потребителю в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ставка налога на прибыль на 2023 год равен 20%.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot P_{\text{от}}. \quad (45)$$

Величина прибыли после вычета налогов численно равна прибыли от реализации за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{\text{чт}} = P_{\text{от}} - H_t. \quad (46)$$

Расчет чистого дисконтированного дохода заключается в дисконтировании чистого потока платежей \mathcal{E}_t , определенного как разность между притоками и оттоками денежных средств, то есть без учета источников финансирования [18]:

$$\mathcal{E}_t = O_{\text{пт}} - I_{\text{ЭКСт}} - H_t - K_{\text{РЗт}}. \quad (47)$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – это чистый дисконтированный доход (ЧДД) или чистая текущая стоимость, которая определяется по формуле [18]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \left[\mathcal{E}_t \cdot \left(\frac{1}{1+E} \right)^t \right], \quad (48)$$

где T_p – расчетный период, $T_p = 20$ лет ;

E – норматив дисконтирования, $E = 0,05$.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным [18]. Расчет оценки экономической эффективности представлен в приложении Д. Данные сведены в таблицу 43.

Таблицу 43 – Результаты расчета ЧДД в тыс.руб

Год	Вариант 1		Вариант 2	
	ЧДД, руб	ЧДД _г , руб	ЧДД, руб	ЧДД _г , руб
1	2	3	4	5
0	0	0	0	0
1	-11000000	-11000000	-2567264	-2567264
2	-21000000	-10000000	-7026760	-4459496
3	-18000000	2797746	-5283702	1743058
4	-16000000	2543406	-3699104	1584598
5	-13000000	2312187	-2258560	1440544
6	-11000000	2101988	-948975	1309585
7	-9431313	1910898	241557,2	1190532
8	-7694132	1737180	1323859	1082302
9	-6114878	1579255	2307770	983910,7
10	-4679192	1435686	3202234	894464,3
11	-3374022	1305169	4015383	813149,4
12	-2187505	1186517	4754610	739226,7
13	-1108853	1078652	5426634	672024,3
14	-128260	980592,9	6037565	610931,1
15	763188,3	891448,1	6592957	555391,9
16	1573596	810407,4	7097859	504901,8
17	2310330	736734	7556861	459001,6
18	2980088	669758,2	7974135	417274,2
19	3588959	608871,1	8353475	379340,2
20	4142478	553519,1	8698330	344854,7

Результаты расчета ЧДД представлены на рисунке 27.

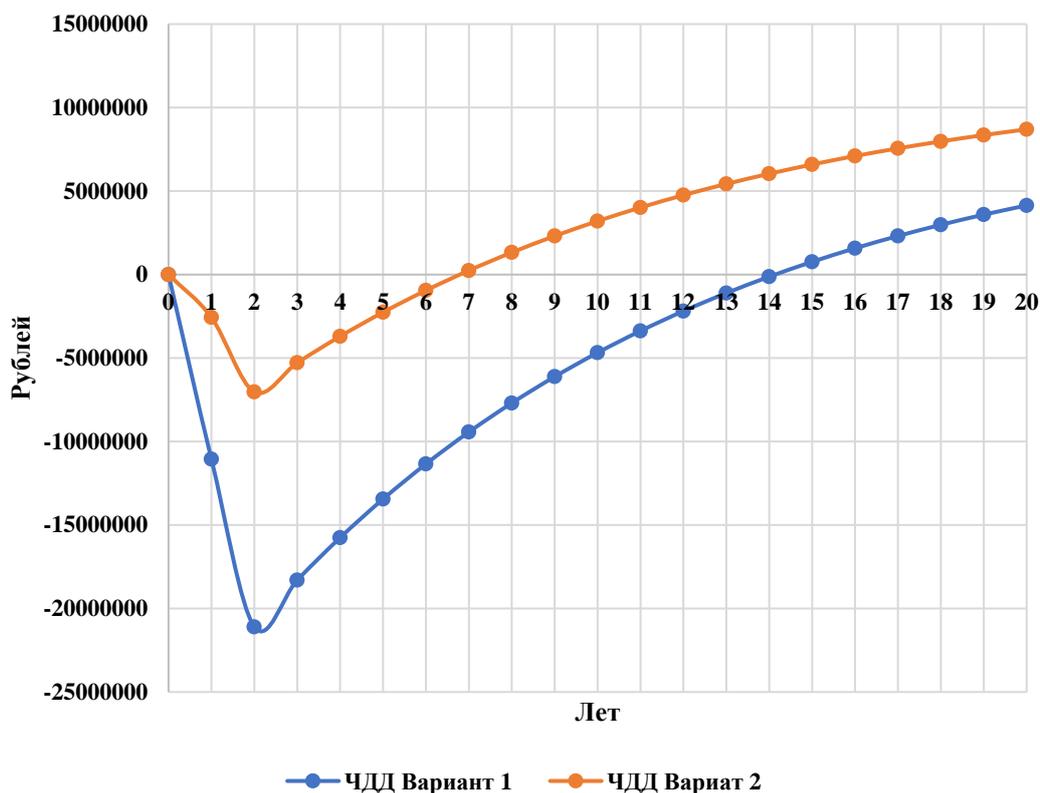


Рисунок 27 – График ЧДД для варианта №1 и №2

Значения ЧДД > 0 положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

5.6 Вывод

В данном разделе мы рассмотрели экономическую эффективность предложенных вариантов. И получили:

- Срок окупаемости первого варианта при капиталовложениях в 39 700 000 руб. составит 14,5 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1,104$).

- Срок окупаемости второго варианта при капиталовложениях в 12 860 000 руб. составит 6,5 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1,676$).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования по повышению надежности функционирования электроэнергетической системы Амурской области путем модернизации открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ Благовещенской ТЭЦ были проведены анализ текущего состояния системы, изучены подходы и технологии модернизации, а также разработаны оптимальные решения для модернизации ОРУ 110 кВ.

На основе изучения существующих подходов и технологий модернизации открытых распределительных устройств было решено внедрить дистанционное управление коммутационными аппаратами на ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ. Этот вариант модернизации позволит повысить надежность функционирования системы, улучшить контроль и управление режимами работы схемы, а также исключить вероятность аварийных ситуаций по причине ошибочных действий оперативного персонала.

Проведена оценка экономической эффективности предложенных решений и предложены два варианта модернизации с учетом специфики региона и технических возможностей. Решение о замене приводов разъединителей является наиболее выгодным с точки зрения единовременных капиталовложений, однако вариант с заменой первичного оборудования предпочтительней так, как основной электротехнический фонд устарел.

В целом, модернизация ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ представляет собой важный шаг для повышения надежности функционирования электроэнергетической системы Амурской области. Реализация автоматизированных бланков переключений позволит снизить риски аварийных ситуаций, обеспечить более стабильную и надежную работу, снизить время переключений и восстановления, а также улучшить качество энергоснабжения в регионе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Амурское РДУ. — Текст : электронный // АО «СО ЕЭС» : [сайт]. — URL: <https://www.so-ups.ru/odu-east/odu-east-rdu/rdu-amur/> (дата обращения: 15.05.2023).
- 2 Анисимов Д.Н. Надежность систем автоматизации. – М.: изд-во МЭИ, 2003. – 96 с.
- 3 Благовещенская ТЭЦ. – Текст : электронный // АО «ДГК» : [сайт]. — URL: <https://dvgk.ru/page/2767> (дата обращения: 15.05.2023).
- 4 Благовещенская ТЭЦ. – Текст : электронный // Википедия : [сайт]. — URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Благовещенская_ТЭЦ (дата обращения: 15.05.2023).
- 5 Воропай Н.И. Надежность систем электроснабжения. Конспект лекций: - Новосибирск: Наука, 2006. – 205 с.
- 6 ГОСТ 27.002 – 83. Надежность в технике. Термины и определения. Гос. Ком. СССР по стандартам. – М., 1991.
- 7 Гикинская А. Е., Любарский Ю. Л. Автоматический анализ топологии схем электрических сетей в АСДУ энергообъединениями // Электрические станции. 2003. № 11. С. 22–26.
- 8 Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.
- 9 Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 208 с.
- 10 Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
- 11 Деятельность. – Текст : электронный // ПАО «РусГидро» : [сайт]. — URL: <https://rushydro.ru/activity/> (дата обращения: 15.05.2023).
- 12 Калявин В.П., Рыбаков Л.М. Надежность и диагностика электроустановок. – Йошкар-Ола: изд-во Мар. гос. ун-та. – 2000. – 348 с.

- 13 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 256 с.
- 14 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. — М.: Высш. шк., 1984. – 256 с.
- 15 Китушин В.Г., Тарасов Е.Д., Кучеров Ю.Н. Надежность энергетических систем. – Новосибирск, 1985. – 67 с.
- 16 НАМИ - 110 // Раменский электротехнический завод Энергия URL: <https://ramenergy.ru/products/nami-110/> (дата обращения: 15.05.2023).
- 17 Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник в 4-х т. / под ред. М.Н. Розанова. Т 2. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 568 с.
- 18 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 19 Николаева, Т. А. Анализ применения микропроцессорных средств релейной защиты последнего поколения для повышения надежности функционирования Благовещенской ТЭЦ / Т. А. Николаева, Ю. В. Мясоедов. – Текст : непосредственный // «День науки»: материалы XXX научной конференции Амурского государственного университета (21 апреля 2022 г., Благовещенск). – Благовещенск : типография АмГУ, 2022. – С. 366.
- 20 Николаева, Т. А. Оценка возможности повышения надёжности функционирования Благовещенской ТЭЦ путем применения микропроцессорной релейной защиты генератора / Т. А. Николаева, Ю. В. Мясоедов. – Текст : непосредственный // Молодёжь XXI века: шаг в будущее : материалы XXIII региональной научно-практической конференции (Благовещенск, 24 мая 2022 г.). [В 4 т.]. Т. 4. Технические науки. Физико-математические науки. Информационные технологии. Химические науки. – Благовещенск : Дальневосточный ГАУ, 2022. – С. 355.

21 Николаева, Т. А. Оценка возможности применения автоматизированного дистанционного управления на ОРУ 110 кВ Благовещенской ТЭЦ / Т. А. Николаева, Ю. В. Мясоедов. – Текст : непосредственный // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов X Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2023. – С. 292.

22 Нормативно-правовая база. – Текст : электронный // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» : [сайт]. – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/laws/> (дата обращения: 15.05.2023).

23 О регионе. – Текст : электронный // Инвестиционный портал Амурской области : [сайт]. – URL: <https://invest.amurobl.ru/amur-region/about/> (дата обращения: 15.05.2023).

24 Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ (ред. от 29.07.2017). URL: <https://base.garant.ru/185656/> (дата обращения: 15.05.2023).

25 Обеспечение надежного функционирования ЕЭС России. – Текст : электронный // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» : [сайт]. – URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/reliability/> (дата обращения: 15.05.2023).

26 Обосновывающие материалы. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2023–2028 Годы. Амурская Область. – Текст : электронный // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» : [сайт]. – URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/sipr-ees/> (дата обращения: 15.05.2023).

27 Оперативные переключения: учебное пособие / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И.Г. Подгурская. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. – 293 с.

28 Острейковский В.А. Теория надежности. – М: Высшая школа, 2003. – 463 с.

29 ПД-14 (УХЛ1) привод двигательный. – Текст : электронный // ЗАО «ЗЭТО» : [сайт]. – URL: <https://zeto.ru/pd-14-uhl1/> (дата обращения: 15.05.2023).

30 Погонин В. А., Леонов А. Н. Построение интегрированных систем управления распределительных электросетей // Вестн. Тамб. гос. техн. ун-та. 2015. Т. 14. № 3. С. 468–472.

31 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2008. – 488 с.

32 Приказ Минэнерго РФ от 13.09.2018 № 757 «Об утверждении правил переключений в электроустановках».

33 Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 - 2028 годы».

34 Приказ Минэнерго России от 28.02.2023 № 108 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы».

35 Программный комплекс REDKIT SCADA. – Текст : электронный // Инженерная компания «Прософт Системы» : [сайт]. – URL: <https://prosoftsystems.ru/catalog/show/programmnyj-kompleks-redkit-scada> (дата обращения: 15.05.2023).

36 РГ-110 (УХЛ1) разъединители горизонтально-поворотного типа. – Текст : электронный // ЗАО «ЗЭТО» : [сайт]. – URL: <https://zeto.ru/rg-110-kv/> (дата обращения: 15.05.2023).

37 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2001. – 150 с.

38 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин, В.А. Семенов. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 648 с.

39 Савина Н.В. Инновационное развитие электроэнергетики на основе технологий Smart Grid: учебное пособие / сост. Н.В. Савина. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 136 с.

40 Савина Н.В. Надежность систем электроэнергетики: учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2011.

- 41 Савина Н.В. Применение теории вероятностей и методов оптимизации в системах электроснабжения: учебное пособие. – Благовещенск: Изд - во Ам-ГУ, 2007. – 271 с.
- 42 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2007. – 213 с.
- 43 Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.
- 44 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей : Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2013. – 46 с.
- 45 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2019 – 2023 годов. – Текст : электронный // Министерство экономического развития : [сайт]. – URL: economu.amurobl.ru (дата обращения: 15.05.2023).
- 46 ТОГФ-110, 220 (УХЛ1) трансформаторы тока элегазовые с фарфоровой изоляцией– Текст : электронный // ЗАО «ЗЭТО» : [сайт]. – URL: <https://zeto.ru/togf-110-togf-220/> (дата обращения: 15.05.2023).
- 47 Филатов А.А. Ликвидация аварий в главных схемах электрических соединений станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 140 с.
- 48 Чичев С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Корпоративная интегрированная система управления распределительным электросетевым комплексом. М.: Спектр, 2012. 228 с.
- 49 Шалин А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем: – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 384 с.
- 50 Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-УЭТМ®-110. – Текст : электронный // АО "Уралэлектротяжмаш" : [сайт]. – URL: <https://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/item/vgt-uetm-110/> (дата обращения: 15.05.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А.
Расчёт надёжности в PTC Mathcad Prime 9

Выключатели

$$\omega_g := 0.011$$

$$\mu_g := 0.86$$

$$T_{\theta_g} := 40$$

$$T_{p_g} := 8$$

$$\omega_{\text{вэл}} := 0.003 \quad \text{Параметр потока отказов элегазовых выключателей}$$

$$T_{\theta_{\text{вэл}}} := 20 \quad \text{Среднее время восстановления элегазовых выключателей}$$

$$\mu_{\text{рэл}} := 0.8 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{p_{\text{рэл}}} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

$$\omega_{\text{вмм}} := 0.02 \quad \text{Параметр потока отказов маломасляных выключателей}$$

$$T_{\theta_{\text{вмм}}} := 20 \quad \text{Среднее время восстановления маломасляных выключателей}$$

$$\mu_{\text{рмм}} := 0.8 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{p_{\text{рмм}}} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

Разъединители

$$\omega_p := 0.01 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Параметр потока отказов}$$

$$\mu_p := 0.86 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{\theta_p} := 11 \quad \text{ч} \quad \text{Среднее время восстановления}$$

$$T_{p_p} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

$$a_{\text{авт}} := 0.006 \quad \text{Относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента}$$

$$a_{\text{оп}} := 0.004 \quad \text{Относительная частота отказов при оперативных переключениях}$$

$$N_{\text{оп}} := 2 \quad \text{Число оперативных переключений}$$

$$T_{\text{оп}} := 66 \quad \text{Длительность оперативных переключений}$$

$$k_{\text{АПВ}} := \frac{1}{13} \quad \text{Коэффициент неуспешного действия АПВ}$$

Продолжение приложения А

Показатели надёжности трансформаторов

$\omega_T := 0.075$	$\frac{1}{200}$	Параметр потока отказов трансформаторов более 80
$\mu_T := 1$	$\frac{1}{200}$	Частота текущих ремонтов трансформаторов более 80 МВт
$T_{вТ} := 95$	ч	Среднее время восстановления трансформаторов более 80 МВт
$Tr_{pT} := 30$	ч	Продолжительность текущего ремонта трансформаторов более 80 МВт
$\omega_{T80} := 0.014$	$\frac{1}{200}$	Параметр потока отказов трансформаторов до 80 МВт
$\mu_{T80} := 0.75$	$\frac{1}{200}$	Частота текущих ремонтов трансформаторов до 80 МВт
$T_{вT80} := 70$	ч	Среднее время восстановления трансформаторов до 80 МВт
$Tr_{pT80} := 26$	ч	Продолжительность текущего ремонта трансформаторов до 80 МВт

Показатели надёжности сборных шин

$\omega_{ш} := 0.016$	$\frac{1}{200}$	Параметр потока отказов на присоединение
$\mu_{ш} := 0.166$	$\frac{1}{200}$	Частота капитальных ремонтов
$T_{вш} := 5$	ч	Среднее время восстановления
$Tr_{кш} := 4$	ч	Продолжительность капитального ремонта

Показатели надёжности воздушных линий

$\omega_{вл} := 0.02$	$\frac{1}{200}$	Параметр потока отказов
$\mu_{вл} := 0.2$	$\frac{1}{200}$	Частота капитальных ремонтов
$T_{ввл} := 20$	ч	Среднее время восстановления
$Tr_{pвл} := 45$	ч	Продолжительность капитального ремонта
$l_1 := 9.17$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Благовещенская №2
$l_9 := 9.17$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Благовещенская №1
$l_{13} := 6$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Центральная №1
$l_{16} := 6$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Центральная №2
$l_{20} := 2$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Западная №1

Продолжение приложения А

$l_{24} := 2$ км Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Западная №2

Определим параметры потока отказов для каждой ВЛ

$$\omega_1 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_1}{100} = 0.002 \quad \omega_9 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_9}{100} = 0.002 \quad \omega_{13} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{13}}{100} = 0.001$$

$$\omega_{16} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{16}}{100} = 0.001 \quad \omega_{20} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{20}}{100} = 4 \cdot 10^{-4} \quad \omega_{24} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{24}}{100} = 4 \cdot 10^{-4}$$

Параметры надёжности защит

ДЗШ $q_{\text{дзш}} := 0.0096 \quad \omega_{\text{дзш}} := 0.00136 \quad p_{\text{дзш}} := 1 - q_{\text{дзш}} = 0.99$

ДЗТ $q_{\text{дзт}} := 0.0044 \quad \omega_{\text{дзт}} := 0.0002 \quad p_{\text{дзт}} := 1 - q_{\text{дзт}} = 0.996$

ГЗ $q_{\text{гз}} := 0.00525 \quad \omega_{\text{гз}} := 0.0000087 \quad p_{\text{гз}} := 1 - q_{\text{гз}} = 0.995$

ДФЗ линии $q_{\text{дфзвл}} := 0.0012 \quad \omega_{\text{дфзвл}} := 0.00194 \quad p_{\text{дфзвл}} := 1 - q_{\text{дфзвл}} = 0.999$

Вероятности отказа выключателей

$$q_{\text{вл1}} := \frac{\omega_1 \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 4.187 \cdot 10^{-6} \quad q_{\text{вл9}} := \frac{\omega_9 \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 4.187 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{вл13}} := \frac{\omega_{13} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 2.74 \cdot 10^{-6} \quad q_{\text{вл16}} := \frac{\omega_{16} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 2.74 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{вл20}} := \frac{\omega_{20} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-7} \quad q_{\text{вл24}} := \frac{\omega_{24} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-7}$$

Вероятности безотказной работы выключателей

$$p_{\text{вл1}} := 1 - q_{\text{вл1}} = 0.999996 \quad p_{\text{вл9}} := 1 - q_{\text{вл9}} = 0.999996$$

$$p_{\text{вл13}} := 1 - q_{\text{вл13}} = 0.999997 \quad p_{\text{вл16}} := 1 - q_{\text{вл16}} = 0.999997$$

$$p_{\text{вл20}} := 1 - q_{\text{вл20}} = 0.999999 \quad p_{\text{вл24}} := 1 - q_{\text{вл24}} = 0.999999$$

Вероятности отказа и безотказной работы разъединителей

$$q_p := \frac{\omega_p \cdot T_p}{8760} = 1.256 \cdot 10^{-5} \quad p_{p220} := 1 - q_p = 0.99999$$

Вероятности отказа и безотказной работы шин

$$q_{\text{ш}} := \frac{\omega_{\text{ш}} \cdot T_{\text{ш}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-6} \quad p_{\text{ш}} := 1 - q_{\text{ш}} = 0.99999$$

Вероятности отказа трансформаторов

$$q_T := \frac{\omega_T \cdot T_{\theta_T}}{8760} = 8.134 \cdot 10^{-4} \quad q_{T2} := q_T \quad q_{T3} := q_T \quad q_{T4} := q_T$$

$$q_{T1} := \frac{\omega_{T80} \cdot T_{\theta_{T80}}}{8760} = 1.119 \cdot 10^{-4}$$

Вероятности отказа выключателей

$$q_{\theta} := \frac{\omega_{\theta} \cdot T_{\theta_{\theta}}}{8760} = 5.023 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ст.вык} := q_{\theta} + 2 \cdot q_p = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{ст.вык} := \omega_{\theta} + 2 \cdot \omega_p = 0.031$$

$$q_{вэл} := \frac{\omega_{вэл} \cdot T_{\theta_{вэл}}}{8760} = 6.849 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{ст.выкэл} := q_{вэл} + 2 \cdot q_p = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{ст.выкэл} := \omega_{вэл} + 2 \cdot \omega_p = 0.023$$

$$q_{вмм} := \frac{\omega_{вмм} \cdot T_{\theta_{вмм}}}{8760} = 4.566 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ст.выкмм} := q_{вмм} + 2 \cdot q_p = 7.078 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{ст.выкмм} := \omega_{вмм} + 2 \cdot \omega_p = 0.04$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-1»

$$q_{BT1cm} := q_{ст.вык} = 0.000075$$

$$q_{BT1oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{ст.вык} + q_{ст.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T1} + 2 q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{z3} + q_{\theta_{зш}} \right) = 0.000092$$

$$q_{BT1on} := a_{on} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$\omega_{BT1cm} := \omega_{ст.вык} = 0.031$$

$$\omega_{BT1oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + 2 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + \omega_{T80} + \omega_{ш} + \omega_{z3} + \omega_{\theta_{зш}} \right) = 0.001357$$

$$\omega_{BT1on} := a_{on} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$q_{BT1} := q_{BT1cm} + q_{BT1oem} + q_{BT1on}$$

$$\omega_{BT1} := \omega_{BT1cm} + \omega_{BT1oem} + \omega_{BT1on} = 0.032$$

$$T_{\theta_{BT1}} := \frac{q_{BT1} \cdot 8760}{\omega_{BT1}} = 61.603$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-2»

$$q_{BT2cm} := q_{cm.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{BT2aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T2} + 2 q_{cm.вык} + 2 q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{z3} + q_{\partial3ш} \right) = 9.675 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{BT2on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{BT2cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{BT2aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + \omega_{T2} + 2 \omega_{cm.вык} + 2 \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{z3} + \omega_{\partial3ш} \right) = 0.001861$$

$$\omega_{BT2on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$q_{BT2} := q_{BT2cm} + q_{BT2aem} + q_{BT2on} = 2.324 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT2} := \omega_{BT2cm} + \omega_{BT2aem} + \omega_{BT2on} = 0.033$$

$$T_{\theta_{BT2}} := \frac{q_{BT2} \cdot 8760}{\omega_{BT2}} = 61.831$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-3»

$$q_{BT3cm} := q_{cm.вык} = 0.000075$$

$$q_{BT3aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T3} + 2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{z3} + q_{\partial3ш} \right) = 0.000097$$

$$q_{BT3on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$\omega_{BT3cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{BT3aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + \omega_{T3} + 2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{z3} + \omega_{\partial3ш} \right) = 0.001723$$

$$\omega_{BT3on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$q_{BT3} := q_{BT3cm} + q_{BT3aem} + q_{BT3on} = 2.322 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT3} := \omega_{BT3cm} + \omega_{BT3aem} + \omega_{BT3on} = 0.033$$

$$T_{\theta_{BT3}} := \frac{q_{BT3} \cdot 8760}{\omega_{BT3}} = 62.04$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-4»

$$q_{BT4cm} := q_{cm.выкэл} = 0.000032$$

$$q_{BT4oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{T4} + 2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{дэш} \right) = 0.000065$$

$$q_{BT4on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$\omega_{BT4cm} := \omega_{cm.выкэл} = 0.023$$

$$\omega_{BT4oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_T + 2 \cdot \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{дфэвл} + \omega_{дэш} \right) = 0.001735$$

$$\omega_{BT4on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$q_{BT4} := q_{BT4cm} + q_{BT4oem} + q_{BT4on} = 1.573 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT4} := \omega_{BT4cm} + \omega_{BT4oem} + \omega_{BT4on} = 0.024795$$

$$T_{\theta_{BT4}} := \frac{q_{BT4} \cdot 8760}{\omega_{BT4}} = 55.573$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Благовещенская №2»

$$q_{11cm} := q_{cm.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{11oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + (q_{вл1} + 2 q_{cm.вык} + 2 q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{дфэвл} + q_{дэш}) \right) = 6.711 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{11on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{11cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{11oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_1 + 2 \omega_{cm.вык} + 2 \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{дфэвл} + \omega_{дэш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{11on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

Продолжение приложения А

$$q_{11} := q_{11cm} + q_{11oem} + q_{11on} = 2.027 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{11} := \omega_{11cm} + \omega_{11oem} + \omega_{11on} = 0.032$$

$$T_{в11} := \frac{q_{11} \cdot 8760}{\omega_{11}} = 54.992$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Центральная №1»

$$q_{113cm} := q_{ст.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{ст.вык} + q_{ст.выкмм}) \downarrow + q_{вл13} + 2 \cdot q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.691 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{113cm} := \omega_{ст.вык} = 0.031$$

$$\omega_{113oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + \omega_{13} + 2 \cdot \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{113on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113} := q_{113oem} + q_{113cm} + q_{113on} = 2.025 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{113} := \omega_{113cm} + \omega_{113oem} + \omega_{113on}$$

$$T_{в113} := \frac{q_{113} \cdot 8760}{\omega_{113}} = 55.18$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Западная №1»

$$q_{120cm} := q_{ст.выкмм} = 7.078 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{120oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 \cdot q_{ст.вык} \downarrow + q_{вл20} + 2 \cdot q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.693 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{120on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{120cm} := \omega_{ст.выкмм} = 0.04$$

$$\omega_{120oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \cdot \omega_{ст.вык}) \downarrow + \omega_{20} + 2 \cdot \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{120on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{120} := q_{120cm} + q_{120oem} + q_{120on} = 1.98 \cdot 10^{-4}$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{120} := \omega_{120cm} + \omega_{120aem} + \omega_{120on}$$

$$T_{в120} := \frac{q_{120} \cdot 8760}{\omega_{120}} = 42.208$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Благовещенская №1»

$$q_{19cm} := q_{cm.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{19aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{вл9} + 2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.692 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{19on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{19cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{19aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_{г} + 2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{19on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{19} := q_{19cm} + q_{19aem} + q_{19on} = 2.025 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{19} := \omega_{19cm} + \omega_{19aem} + \omega_{19on} = 0.032$$

$$T_{в19} := \frac{q_{19} \cdot 8760}{\omega_{19}} = 55.176$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Центральная №2»

$$q_{116cm} := q_{cm.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{116aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{вл16} + 2 q_{cm.вык} + 2 q_{cm.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.71 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{116on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{116cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{116aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_{16} + 2 \cdot \omega_{cm.вык} + 2 \omega_{cm.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{116on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

Продолжение приложения А

$$q_{116} := q_{116cm} + q_{116aem} + q_{116on} = 2.027 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{116} := \omega_{116cm} + \omega_{116aem} + \omega_{116on} = 0.032$$

$$T_{\theta_{116}} := \frac{q_{116} \cdot 8760}{\omega_{116}} = 54.996$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Западная №2»

$$q_{124cm} := q_{cm.выкмм} = 7.078 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 \cdot q_{cm.вык} \downarrow + q_{вл24} + 2 \cdot q_{cm.вык} + 2 \cdot q_{cm.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.712 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{124cm} := \omega_{cm.выкмм} = 0.04$$

$$\omega_{124aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 \cdot \omega_{cm.вык} \downarrow + \omega_{24} + 2 \cdot \omega_{cm.вык} + 2 \cdot \omega_{cm.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{124on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124} := q_{124cm} + q_{124aem} + q_{124on} = 1.982 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{124} := \omega_{124cm} + \omega_{124aem} + \omega_{124on} = 0.041$$

$$T_{\theta_{124}} := \frac{q_{124} \cdot 8760}{\omega_{124}} = 42.108$$

Рассчитаем вероятность отказа ТСН:

$$q_{вртснcm} := q_{cm.вык} = 0.000075$$

$$q_{вртснаem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \cdot q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{т1} + q_{cm.вык} + 2 \cdot q_{cm.выкэл} + q_{ш} + q_{23} + q_{дзш} \right) = 0.000092$$

$$q_{вртсnon} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$\omega_{вртснcm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{вртснаem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \cdot \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_{cm.вык} + 2 \cdot \omega_{cm.выкэл} + \omega_{т80} + \omega_{ш} + \omega_{23} + \omega_{дзш} \right) = 0.001309$$

$$\omega_{BPTCHon} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.00006$$

$$q_{BPTCH} := q_{BPTCHcm} + q_{BPTCHaem} + q_{BPTCHon} = 2.277 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BPTCH} := \omega_{BPTCHcm} + \omega_{BPTCHaem} + \omega_{BPTCHon} = 0.032$$

$$T_{BPTCH} := \frac{q_{BPTCH} \cdot 8760}{\omega_{BPTCH}} = 61.624$$

Отказ одного из выключателей приведёт к неисправности всей секции шин. Определим вероятность отказа обеих секций шин по причине отказа присоединений:

$$\omega_{1cw} := \omega_{BT1} + \omega_{BT3} + \omega_{l9} + \omega_{l13} + \omega_{l20} = 0.171$$

$$q_{1cw} := q_{BT1} + q_{BT3} + q_{l9} + q_{l13} + q_{l20} = 0.0010632$$

$$T_{\theta_{1cw}} := \frac{q_{1cw} \cdot 8760}{\omega_{1cw}} = 54.594$$

$$\omega_{2cw} := \omega_{BT2} + \omega_{BT4} + \omega_{l1} + \omega_{l16} + \omega_{l24} + \omega_{BPTCH} = 0.196$$

$$q_{2cw} := q_{BT2} + q_{BT4} + q_{l1} + q_{l16} + q_{l24} + q_{BPTCH} = 0.001221$$

$$T_{\theta_{2cw}} := \frac{q_{2cw} \cdot 8760}{\omega_{2cw}} = 54.6$$

$$q_{cw2} := q_{1cw} \cdot q_{2cw} = 1.298 \cdot 10^{-6}$$

$$\omega_{cw2} := \omega_{1cw} \cdot q_{2cw} + q_{1cw} \cdot \omega_{2cw} = 4.166 \cdot 10^{-4}$$

$$T_{\theta_{cw2}} := \frac{q_{cw2} \cdot 8760}{\omega_{cw2}} = 27.298$$

Повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, т.е. приводит к отключению всех присоединений;

$$q_{ШCBст} := q_{ст.выкэл} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШCBAem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (4 q_{ст.вык} + 2 q_{ст.выкмм}) \downarrow + 4 q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + 2 \cdot q_{Ш} + q_{дфвл} + q_{дзш} \right) = 6.977 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШCBon} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{ШСВст} := \omega_{ст.выкэл} = 0.023$$

$$\omega_{ШСВаем} := a_{авт} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (4 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + (4 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + 2 \cdot \omega_{Ш} + \omega_{дфэвл} + \omega_{дэвл}) \right) = 0.002$$

$$\omega_{ШСВон} := a_{ол} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 6.027 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШСВ} := q_{ШСВст} + q_{ШСВаем} + q_{ШСВон} = 1.62 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{ШСВ} := \omega_{ШСВст} + \omega_{ШСВаем} + \omega_{ШСВон} = 0.025$$

$$Tв_{ШСВ} := \frac{q_{ШСВ} \cdot 8760}{\omega_{ШСВ}} = 55.716$$

Рассчитаем вероятность отказа обоих СШ в следствии ошибочных действий ОП

$$k_{ОПсш} := 0.1$$

$$\omega_{ОПсш} := k_{ОПсш} \cdot (8 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.вык}) = 0.037$$

$$q_{ОПсш} := k_{ОПсш} \cdot (8 q_{ст.вык} + 2 q_{ст.выкэл} + 2 q_{ст.выкмм}) = 8.082 \cdot 10^{-5}$$

$$Tв_{ОПсш} := \frac{q_{ОПсш} \cdot 8760}{\omega_{ОПсш}} = 19.032$$

$$q_{сх} := q_{сш2} + q_{ОПсш} + q_{ШСВ} = 0.0002441$$

$$\omega_{сх} := \omega_{сш2} + \omega_{ОПсш} + \omega_{ШСВ} = 0.063$$

$$Tв_{сх} := \frac{q_{сх} \cdot 8760}{\omega_{сх}} = 33.898$$

При внезапных отказах выключателей отключившиеся элементы (генераторы, трансформаторы, ЛЭП) могут быть введены в работу раньше, чем будет закончен ремонт выключателя. В этом случае длительность простоя определяется не временем восстановления (ремонта) выключателя, а временем, необходимым для выполнения переключений в распределительном устройстве (РУ):

$$T_o := 0.3$$

постоянная составляющая – время, необходимое для того, чтобы установить характер повреждения для электрических станций и обслуживаемых подстанций от 0,1 до 0,3 ч;

Продолжение приложения А

$n_p := 8$ число разъединителей, которые должны быть отключены (включены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работу.

$T_p := 0.1$ ч время отключения (включения) разъединителя, ч ;

$$T_{пер} := T_o + n_p \cdot T_p = 1.1$$

$$T := 1.98518$$

$$P_{\phi} := 2105.7 \cdot 10^6$$

$$P_{1СШ} := 170$$

$$P_{2СШ} := 234$$

$$P_{макс1СШ} := P_{1СШ} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 1000 = 1.489 \cdot 10^9$$

$$P_{макс2СШ} := P_{2СШ} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 1000 = 2.05 \cdot 10^9$$

$$P_{\phi 1СШ} := \frac{P_{макс1СШ}}{P_{макс1СШ} + P_{макс2СШ}} \cdot P_{\phi} = 8.8606 \cdot 10^8$$

$$P_{\phi 2СШ} := \frac{P_{макс2СШ}}{P_{макс1СШ} + P_{макс2СШ}} \cdot P_{\phi} = 1.22 \cdot 10^9$$

$k_{нрur} := 1.197$ Прирост потребления за 2019-2023 года. Согласно плану развития

$$P_{срз1СШ} := P_{\phi 1СШ} \cdot k_{нрur} = 1.061 \cdot 10^9$$

$$P_{срз2СШ} := P_{\phi 2СШ} \cdot k_{нрur} = 1.46 \cdot 10^9$$

$$P_{срз} := P_{срз1СШ} + P_{срз2СШ} = 2.521 \cdot 10^9$$

$$K_{1СШ} := q_{1сш}$$

$$K_{2СШ} := q_{2сш}$$

$$K_{СХ} := q_{СХ}$$

$$Y_{ПО} := 0.15$$

$$Y_0 := 1.5$$

$$T_{1СШ} := \frac{1}{\omega_{1сш}} = 5.862$$

$$T_{2СШ} := \frac{1}{\omega_{2сш}} = 5.105$$

$$T_{CX} := \frac{1}{\omega_{CX}} = 15.851$$

$$a := 0.1$$

$$T_{P1CШ} := -\ln(1-a) \cdot T_{1CШ} = 0.618$$

$$T_{P2CШ} := -\ln(1-a) \cdot T_{2CШ} = 0.538$$

$$T_{PCX} := -\ln(1-a) \cdot T_{CX} = 1.67$$

$$W_{нед1CШ} := K_{1CШ} \cdot P_{\phi 1CШ} = 9.421 \cdot 10^5$$

$$W_{нед2CШ} := K_{2CШ} \cdot P_{\phi 2CШ} = 1.489 \cdot 10^6$$

$$W_{нед} := K_{CX} \cdot P_{срз} = 6.153 \cdot 10^5$$

$$W_{ОСН1CШ} := Y_0 \cdot W_{нед1CШ} = 1.413 \cdot 10^6$$

$$W_{ОСН2CШ} := Y_0 \cdot W_{нед2CШ} = 2.234 \cdot 10^6$$

$$W_{СХОСН} := Y_0 \cdot W_{нед} = 9.23 \cdot 10^5$$

$$W_{сумм} := W_{ОСН1CШ} + W_{ОСН2CШ} + W_{СХОСН}$$

$$Y_{нед1CШ} := T \cdot W_{ОСН1CШ} = 2.805 \cdot 10^6$$

$$Y_{нед2CШ} := T \cdot W_{ОСН2CШ} = 4.434 \cdot 10^6$$

$$Y_{нед} := T \cdot W_{СХОСН} = 1.832 \cdot 10^6$$

$$Y_{ВН1CШ} := Y_{ПО} \cdot Y_{нед2CШ} = 6.652 \cdot 10^5$$

$$Y_{ВН2CШ} := Y_{ПО} \cdot W_{нед2CШ} = 2.234 \cdot 10^5$$

$$Y_{ВН} := Y_{ПО} \cdot Y_{нед} = 2.748 \cdot 10^5$$

$$Y_{сумм1CШ} := Y_{нед1CШ} + Y_{ВН1CШ} = 3.47 \cdot 10^6$$

$$Y_{сумм2CШ} := Y_{нед2CШ} + Y_{ВН2CШ} = 4.658 \cdot 10^6$$

$$Y_{СХсумм} := Y_{нед} + Y_{ВН} = 2.107 \cdot 10^6$$

$$Y_{сумм} := Y_{сумм1CШ} + Y_{сумм2CШ} + Y_{СХсумм} = 1.024 \cdot 10^7$$

Продолжение приложения А

Коммутационная аппаратура

Выключатели

$$\omega_{\text{в}} := 0.003$$

$$\mu_{\text{рв}} := 0.8$$

$$T_{\text{вв}} := 20$$

$$T_{\text{рв}} := 8$$

$$\omega_{\text{вэл}} := 0.003 \quad \text{Параметр потока отказов элегазовых выключателей}$$

$$T_{\text{ввэл}} := 20 \quad \text{Среднее время восстановления элегазовых выключателей}$$

$$\mu_{\text{рэл}} := 0.8 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{\text{ррэл}} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

$$\omega_{\text{вмм}} := 0.003 \quad \text{Параметр потока отказов маломасляных выключателей}$$

$$T_{\text{ввмм}} := 20 \quad \text{Среднее время восстановления маломасляных выключателей}$$

$$\mu_{\text{рмм}} := 0.8 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{\text{ррмм}} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

Разъединители

$$\omega_{\text{р}} := 0.01 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Параметр потока отказов}$$

$$\mu_{\text{р}} := 0.86 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{\text{вр}} := 11 \quad \text{ч} \quad \text{Среднее время восстановления}$$

$$T_{\text{рр}} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

$$a_{\text{авт}} := 0.006 \quad \text{Относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента}$$

$$a_{\text{о.н}} := 0.004 \quad \text{Относительная частота отказов при оперативных переключениях}$$

$$N_{\text{он}} := 2 \quad \text{Число оперативных переключений}$$

$$N_{\text{онОВ}} := 18 \quad \text{Число оперативных переключений обходного выключателя}$$

$$T_{\text{он}} := 26 \quad \text{Длительность оперативных переключений}$$

Продолжение приложения А

$k_{АПВ} := \frac{1}{13}$ Коэффициент неуспешного действия АПВ

Показатели надёжности трансформаторов

$\omega_T := 0.075$	$\frac{1}{год}$	Параметр потока отказов трансформаторов более 80
$\mu_T := 1$	$\frac{1}{год}$	Частота текущих ремонтов трансформаторов более 80 МВт
$T_{вТ} := 95$	ч	Среднее время восстановления трансформаторов более 80 МВт
$T_{ррТ} := 30$	ч	Продолжительность текущего ремонта трансформаторов более 80 МВт
$\omega_{Т80} := 0.014$	$\frac{1}{год}$	Параметр потока отказов трансформаторов до 80 МВт
$\mu_{Т80} := 0.75$	$\frac{1}{год}$	Частота текущих ремонтов трансформаторов до 80 МВт
$T_{вТ80} := 70$	ч	Среднее время восстановления трансформаторов до 80 МВт
$T_{ррТ80} := 26$	ч	Продолжительность текущего ремонта трансформаторов до 80 МВт

Показатели надёжности сборных шин

$\omega_{ш} := 0.016$	$\frac{1}{год}$	Параметр потока отказов на присоединение
$\mu_{ш} := 0.166$	$\frac{1}{год}$	Частота капитальных ремонтов
$T_{вш} := 5$	ч	Среднее время восстановления
$T_{ркш} := 4$	ч	Продолжительность капитального ремонта

Показатели надёжности воздушных линий

$\omega_{вл} := 0.02$	$\frac{1}{год}$	Параметр потока отказов
$\mu_{вл} := 0.2$	$\frac{1}{год}$	Частота капитальных ремонтов
$T_{ввл} := 20$	ч	Среднее время восстановления
$T_{рвл} := 45$	ч	Продолжительность капитального ремонта
$l_1 := 9.17$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Благовещенская №2
$l_9 := 9.17$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Благовещенская №1
$l_{13} := 6$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Центральная №1

Продолжение приложения А

$l_{16} := 6$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Центральная №2
$l_{20} := 2$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Западная №1
$l_{24} := 2$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Западная №2

Определим параметры потока отказов для каждой ВЛ

$$\omega_1 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_1}{100} = 0.002 \quad \omega_9 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_9}{100} = 0.002 \quad \omega_{13} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{13}}{100} = 0.001$$

$$\omega_{16} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{16}}{100} = 0.001 \quad \omega_{20} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{20}}{100} = 4 \cdot 10^{-4} \quad \omega_{24} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{24}}{100} = 4 \cdot 10^{-4}$$

Параметры надёжности защит

ДЗШ	$q_{\text{дзш}} := 0.0096$	$\omega_{\text{дзш}} := 0.00136$	$p_{\text{дзш}} := 1 - q_{\text{дзш}} = 0.99$
ДЗТ	$q_{\text{дзт}} := 0.0044$	$\omega_{\text{дзт}} := 0.0002$	$p_{\text{дзт}} := 1 - q_{\text{дзт}} = 0.996$
ГЗ	$q_{\text{гз}} := 0.00525$	$\omega_{\text{гз}} := 0.0000087$	$p_{\text{гз}} := 1 - q_{\text{гз}} = 0.995$
ДФЗ линии	$q_{\text{дфзвл}} := 0.0012$	$\omega_{\text{дфзвл}} := 0.00194$	$p_{\text{дфзвл}} := 1 - q_{\text{дфзвл}} = 0.999$

Вероятности отказа выключателей

$$q_{\text{вл1}} := \frac{\omega_1 \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 4.187 \cdot 10^{-6} \quad q_{\text{вл9}} := \frac{\omega_9 \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 4.187 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{вл13}} := \frac{\omega_{13} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 2.74 \cdot 10^{-6} \quad q_{\text{вл16}} := \frac{\omega_{16} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 2.74 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{вл20}} := \frac{\omega_{20} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-7} \quad q_{\text{вл24}} := \frac{\omega_{24} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-7}$$

Вероятности безотказной работы выключателей

$$p_{\text{вл1}} := 1 - q_{\text{вл1}} = 0.999996 \quad p_{\text{вл9}} := 1 - q_{\text{вл9}} = 0.999996$$

$$p_{\text{вл13}} := 1 - q_{\text{вл13}} = 0.999997 \quad p_{\text{вл16}} := 1 - q_{\text{вл16}} = 0.999997$$

$$p_{\text{вл20}} := 1 - q_{\text{вл20}} = 0.999999 \quad p_{\text{вл24}} := 1 - q_{\text{вл24}} = 0.999999$$

Вероятности отказа и безотказной работы разъединителей

$$q_p := \frac{\omega_p \cdot T_p}{8760} = 1.256 \cdot 10^{-5} \quad p_{p220} := 1 - q_p = 0.99999$$

Вероятности отказа и безотказной работы шин

$$q_{\omega} := \frac{\omega_{\omega} \cdot T_{\theta_{\omega}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-6} \quad p_{\omega} := 1 - q_{\omega} = 0.99999$$

Вероятности отказа трансформаторов

$$q_T := \frac{\omega_T \cdot T_{\theta_T}}{8760} = 8.134 \cdot 10^{-4} \quad q_{T2} := q_T \quad q_{T3} := q_T \quad q_{T4} := q_T$$

$$q_{T1} := \frac{\omega_{T80} \cdot T_{\theta_{T80}}}{8760} = 1.119 \cdot 10^{-4}$$

Вероятности отказа выключателей

$$q_{\theta} := \frac{\omega_{\theta} \cdot T_{\theta_{\theta}}}{8760} = 6.849 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{ст.вык}} := q_{\theta} + 2 \cdot q_p = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{\text{ст.вык}} := \omega_{\theta} + 2 \cdot \omega_p = 0.023$$

$$q_{\text{вэл}} := \frac{\omega_{\text{вэл}} \cdot T_{\theta_{\text{вэл}}}}{8760} = 6.849 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{ст.выкэл}} := q_{\text{вэл}} + 2 \cdot q_p = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{\text{ст.выкэл}} := \omega_{\text{вэл}} + 2 \cdot \omega_p = 0.023$$

$$q_{\text{вмм}} := \frac{\omega_{\text{вмм}} \cdot T_{\theta_{\text{вмм}}}}{8760} = 6.849 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{ст.выкмм}} := q_{\text{вмм}} + 2 \cdot q_p = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{\text{ст.выкмм}} := \omega_{\text{вмм}} + 2 \cdot \omega_p = 0.023$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-1»

$$q_{\text{BT1ст}} := q_{\text{ст.вык}} = 0.000032$$

$$q_{\text{BT1авт}} := a_{\text{авт}} \cdot \left((1 + k_{\text{АПВ}}) \cdot \left(2 \cdot q_{\text{ст.вык}} + q_{\text{ст.выкмм}} \right) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T1} + 2 \cdot q_{\text{ст.вык}} + q_{\text{ст.выкэл}} + q_{\omega} + q_{z3} + q_{\theta_{z\omega}} \right) = 0.000091$$

$$q_{\text{BT1он}} := a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} \cdot \frac{T_{\text{он}}}{8760} = 0.000024$$

$$\omega_{\text{BT1ст}} := \omega_{\text{ст.вык}} = 0.023$$

$$\omega_{\text{BT1авт}} := a_{\text{авт}} \cdot \left((1 + k_{\text{АПВ}}) \cdot \left(2 \cdot \omega_{\text{ст.вык}} + \omega_{\text{ст.выкмм}} \right) + 2 \cdot \omega_{\text{ст.вык}} + \omega_{\text{ст.выкэл}} + \omega_{T80} + \omega_{\omega} + \omega_{z3} + \omega_{\theta_{z\omega}} \right)$$

$$\omega_{\text{BT1он}} := a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} \cdot \frac{T_{\text{он}}}{8760} = 0.000024$$

Продолжение приложения А

$$q_{BT1} := q_{BT1cm} + q_{BT1oem} + q_{BT1on}$$

$$\omega_{BT1} := \omega_{BT1cm} + \omega_{BT1oem} + \omega_{BT1on} = 0.024$$

$$T_{\theta_{BT1}} := \frac{q_{BT1} \cdot 8760}{\omega_{BT1}} = 53.396$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-2»

$$q_{BT2cm} := q_{cm.вык} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{BT2oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T2} + 2 q_{cm.вык} + 2 q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{z3} + q_{\partial3ш} \right) = 9.542 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{BT2on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{BT2cm} := \omega_{cm.вык} = 0.023$$

$$\omega_{BT2oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + \omega_{T2} + 2 \omega_{cm.вык} + 2 \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{z3} + \omega_{\partial3ш} \right) = 0.001552$$

$$\omega_{BT2on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$q_{BT2} := q_{BT2cm} + q_{BT2oem} + q_{BT2on} = 1.511 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT2} := \omega_{BT2cm} + \omega_{BT2oem} + \omega_{BT2on} = 0.025$$

$$T_{\theta_{BT2}} := \frac{q_{BT2} \cdot 8760}{\omega_{BT2}} = 53.87$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-3»

$$q_{BT3cm} := q_{cm.вык} = 0.000032$$

$$q_{BT3oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T3} + 2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{z3} + q_{\partial3ш} \right) = 0.000095$$

$$q_{BT3on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$\omega_{BT3cm} := \omega_{cm.вык} = 0.023$$

$$\omega_{BT3oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + \omega_{T3} + 2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{z3} + \omega_{\partial3ш} \right) = 0.001414$$

$$\omega_{BT3on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$q_{BT3} := q_{BT3cm} + q_{BT3oem} + q_{BT3on} = 1.509 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT3} := \omega_{BT3cm} + \omega_{BT3oem} + \omega_{BT3on} = 0.024$$

$$T_{\theta_{BT3}} := \frac{q_{BT3} \cdot 8760}{\omega_{BT3}} = 54.105$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-4»

$$q_{BT4cm} := q_{ст.выкэл} = 0.000032$$

$$q_{BT4oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{ст.вык} + q_{ст.выкмм}) \downarrow + q_{Т4} + 2 q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + q_{Ш} + q_{дзш} \right) = 0.000064$$

$$q_{BT4on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$\omega_{BT4cm} := \omega_{ст.выкэл} = 0.023$$

$$\omega_{BT4oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + \omega_{Т4} + 2 \cdot \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001426$$

$$\omega_{BT4on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$q_{BT4} := q_{BT4cm} + q_{BT4oem} + q_{BT4on} = 1.194 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT4} := \omega_{BT4cm} + \omega_{BT4oem} + \omega_{BT4on} = 0.024449$$

$$T_{\theta_{BT4}} := \frac{q_{BT4} \cdot 8760}{\omega_{BT4}} = 42.793$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Благовещенская №2»

$$q_{11cm} := q_{ст.вык} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{11oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{ст.вык} + q_{ст.выкмм}) \downarrow + (q_{вл1} + 2 q_{ст.вык} + 2 q_{ст.выкэл} + q_{Ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш}) \right) = 6.606 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{11on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{11cm} := \omega_{ст.вык} = 0.023$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{11aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + \omega_1 + 2 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 9.76 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{11он} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{11} := q_{11cm} + q_{11aem} + q_{11он} = 1.218 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{11} := \omega_{11cm} + \omega_{11aem} + \omega_{11он} = 0.024$$

$$T_{в11} := \frac{q_{11} \cdot 8760}{\omega_{11}} = 44.446$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Центральная №1»

$$q_{113cm} := q_{ст.вык} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{ст.вык} + q_{ст.выкмм}) \downarrow + q_{вл13} + 2 \cdot q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.586 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113он} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{113cm} := \omega_{ст.вык} = 0.023$$

$$\omega_{113aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + \omega_{13} + 2 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 8.342 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{113он} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113} := q_{113aem} + q_{113cm} + q_{113он} = 1.216 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{113} := \omega_{113cm} + \omega_{113aem} + \omega_{113он}$$

$$T_{в113} := \frac{q_{113} \cdot 8760}{\omega_{113}} = 44.636$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Западная №1»

$$q_{120cm} := q_{ст.выкмм} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{120aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 q_{ст.вык} \downarrow + q_{вл20} + 2 \cdot q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.585 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{120он} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{120cm} := \omega_{ст.выкмм} = 0.023$$

$$\omega_{120aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{ст.вык}) \downarrow + \omega_{20} + 2 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 8.294 \cdot 10^{-4}$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{l20on} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l20} := q_{l20cm} + q_{l20aem} + q_{l20on} = 1.216 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{l20} := \omega_{l20cm} + \omega_{l20aem} + \omega_{l20on}$$

$$T_{\theta_{l20}} := \frac{q_{l20} \cdot 8760}{\omega_{l20}} = 44.641$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Благовещенская №1»

$$q_{l9cm} := q_{cm.вык} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l9aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{вл9} + 2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.587 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l9on} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{l9cm} := \omega_{cm.вык} = 0.023$$

$$\omega_{l9aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_{вл9} + 2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 8.38 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{l9on} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l9} := q_{l9cm} + q_{l9aem} + q_{l9on} = 1.216 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{l9} := \omega_{l9cm} + \omega_{l9aem} + \omega_{l9on} = 0.024$$

$$T_{\theta_{l9}} := \frac{q_{l9} \cdot 8760}{\omega_{l9}} = 44.632$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Центральная №2»

$$q_{l16cm} := q_{cm.вык} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l16aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{вл16} + 2 q_{cm.вык} + 2 q_{cm.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.605 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l16on} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{l16cm} := \omega_{cm.вык} = 0.023$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{116aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + \omega_{16} + 2 \cdot \omega_{ст.вык} + 2 \cdot \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 9.722 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{116он} := a_{о.н} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{116} := q_{116ст} + q_{116aem} + q_{116он} = 1.218 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{116} := \omega_{116ст} + \omega_{116aem} + \omega_{116он} = 0.024$$

$$T_{в116} := \frac{q_{116} \cdot 8760}{\omega_{116}} = 44.45$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Западная №2»

$$q_{124ст} := q_{ст.вык} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 \cdot q_{ст.вык} \downarrow + q_{вл24} + 2 \cdot q_{ст.вык} + 2 \cdot q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.604 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124он} := a_{о.н} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{124ст} := \omega_{ст.вык} = 0.023$$

$$\omega_{124aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 \cdot \omega_{ст.вык} \downarrow + \omega_{24} + 2 \cdot \omega_{ст.вык} + 2 \cdot \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 9.674 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{124он} := a_{о.н} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124} := q_{124ст} + q_{124aem} + q_{124он} = 1.217 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{124} := \omega_{124ст} + \omega_{124aem} + \omega_{124он} = 0.024$$

$$T_{в124} := \frac{q_{124} \cdot 8760}{\omega_{124}} = 44.454$$

Рассчитаем вероятность отказа ТСН:

$$q_{вРТСНст} := q_{ст.вык} = 0.000032$$

$$q_{вРТСНаem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \cdot q_{ст.вык} + q_{ст.выкмм}) \downarrow + q_{т1} + q_{ст.вык} + 2 \cdot q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{зз} + q_{дзш} \right) = 0.000091$$

$$q_{вРТСНон} := a_{о.н} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 0.000024$$

$$\omega_{вРТСНст} := \omega_{ст.вык} = 0.023$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{BPTCHaem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{APB}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_{cm.вык} + 2 \omega_{cm.выкэл} + \omega_{T80} + \omega_{ш} + \omega_{зз} + \omega_{взш} \right) = 0.001048$$

$$\omega_{BPTCHon} := a_{on} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$q_{BPTCH} := q_{BPTCHcm} + q_{BPTCHaem} + q_{BPTCHon} = 1.467 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BPTCH} := \omega_{BPTCHcm} + \omega_{BPTCHaem} + \omega_{BPTCHon} = 0.024$$

$$T_{BPTCH} := \frac{q_{BPTCH} \cdot 8760}{\omega_{BPTCH}} = 53.396$$

Отказ одного из выключателей приведёт к неисправности всей секции шин. Определим вероятность отказа обеих секций шин по причине отказа присоединений:

$$\omega_{1cw} := \omega_{BT1} + \omega_{BT3} + \omega_{l9} + \omega_{l13} + \omega_{l20} = 0.12$$

$$q_{1cw} := q_{BT1} + q_{BT3} + q_{l9} + q_{l13} + q_{l20} = 0.0006624$$

$$T_{в1cw} := \frac{q_{1cw} \cdot 8760}{\omega_{1cw}} = 48.32$$

$$\omega_{2cw} := \omega_{BT2} + \omega_{BT4} + \omega_{l1} + \omega_{l16} + \omega_{l24} + \omega_{BPTCH} = 0.145$$

$$q_{2cw} := q_{BT2} + q_{BT4} + q_{l1} + q_{l16} + q_{l24} + q_{BPTCH} = 0.0007826$$

$$T_{в2cw} := \frac{q_{2cw} \cdot 8760}{\omega_{2cw}} = 47.251$$

$$q_{cw2} := q_{1cw} \cdot q_{2cw} = 5.183 \cdot 10^{-7}$$

$$\omega_{cw2} := \omega_{1cw} \cdot q_{2cw} + q_{1cw} \cdot \omega_{2cw} = 1.901 \cdot 10^{-4}$$

$$T_{вcw2} := \frac{q_{cw2} \cdot 8760}{\omega_{cw2}} = 23.89$$

Повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, т.е. приводит к отключению всех присоединений, однако при отсутствии ремонтных работ ШСВ может быть резервирован обходным выключателем. Рассчитаем вероятность отказа ШСВ во время плановых работ и без них.

Определим вероятность ремонтных работ для выключателей:

$$q_{впр} := \mu_{ps} \cdot \frac{T_{ps}}{8760} = 7.306 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{вэлпр} := \frac{Tr_{рэл}}{8760} \cdot \mu_{рэл} = 7.306 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{вммпр} := \frac{Tr_{рмм}}{8760} \cdot \mu_{рмм} = 7.306 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{пр} := 8 q_{вммпр} + 2 q_{вммпр} + q_{вэлпр} = 0.008$$

$$\omega_{пр} := 8 \mu_{рв} + 2 \mu_{рмм} + \mu_{рэл} = 8.8$$

$$q_{ШСВст} := q_{ст.выкэл} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШСВаем} := a_{аем} \cdot \left(\frac{(1 + k_{АПВ}) \cdot (4 q_{ст.вык} + 2 q_{ст.выкмм})}{+ 4 q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + 2 \cdot q_{Ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш}} \right) = 6.711 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШСВон} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{ШСВст} := \omega_{ст.выкэл} = 0.023$$

$$\omega_{ШСВаем} := a_{аем} \cdot \left(\frac{(1 + k_{АПВ}) \cdot (4 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.выкмм})}{+ (4 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + 2 \cdot \omega_{Ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш})} \right) = 0.002$$

$$\omega_{ШСВон} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШСВ} := q_{ШСВст} + q_{ШСВаем} + q_{ШСВон} = 1.228 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{ШСВ} := \omega_{ШСВст} + \omega_{ШСВаем} + \omega_{ШСВон} = 0.025$$

$$T_{\theta_{ШСВ}} := \frac{q_{ШСВ} \cdot 8760}{\omega_{ШСВ}} = 43.351$$

$$q_{ОВст} := q_{ст.вык} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ОВаем} := a_{аем} \cdot \left(\frac{(1 + k_{АПВ}) \cdot (4 q_{ст.вык} + 2 q_{ст.выкмм})}{+ 4 q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + 2 \cdot q_{Ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш}} \right) = 6.711 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ОВон} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{ОВст} := \omega_{ст.вык} = 0.023$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{OBaem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (4 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + (4 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + 2 \cdot \omega_{ш} + \omega_{эфвл} + \omega_{дзш}) \right) = 0.002$$

$$\omega_{OBon} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{OB} := q_{OBcm} + q_{OBaem} + q_{OBon} = 1.228 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{OB} := \omega_{OBcm} + \omega_{OBaem} + \omega_{OBon} = 0.025$$

$$T_{\theta_{OB}} := \frac{q_{OB} \cdot 8760}{\omega_{OB}} = 43.351$$

Рассчитаем вероятность отказа схемы в результате отказа ШСВ

$$\omega_{CXШСВ1} := q_{ШСВ} \cdot \omega_{OB} + q_{OB} \cdot \omega_{ШСВ} = 6.096 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{CXШСВ1} := q_{ШСВ} \cdot q_{OB} = 1.508 \cdot 10^{-8}$$

$$T_{\theta_{CXШСВ1}} := \frac{q_{CXШСВ1} \cdot 8760}{\omega_{CXШСВ1}} = 21.676$$

$$\omega_{CXШСВ2} := \omega_{ШСВ} \cdot q_{np} + \omega_{np} \cdot q_{ШСВ} = 0.001$$

$$q_{CXШСВ2} := q_{ШСВ} \cdot q_{np} = 9.87 \cdot 10^{-7}$$

$$T_{\theta_{CXШСВ2}} := \frac{q_{CXШСВ2} \cdot 8760}{\omega_{CXШСВ2}} = 6.754$$

Выбираем наиболее вероятный вариант:

$$\omega_{CXШСВ} := \omega_{CXШСВ2}$$

$$q_{CXШСВ} := q_{CXШСВ2}$$

$$q_{cx} := q_{cw2} + q_{CXШСВ} = 1.50536 \cdot 10^{-6}$$

$$\omega_{cx} := \omega_{cw2} + \omega_{CXШСВ} = 0.001$$

$$T_{\theta_{cx}} := \frac{q_{cx} \cdot 8760}{\omega_{cx}} = 8.969$$

$$\frac{q_{ШСВ} \cdot 100}{q_{cx}} = 8.159 \cdot 10^3$$

$$\frac{q_{CXШСВ2} \cdot 100}{q_{cx}} = 65.566$$

$$\frac{q_{сш2} \cdot 100}{q_{сх}} = 34.434$$

При внезапных отказах выключателей отключившиеся элементы (генераторы, трансформаторы, ЛЭП) могут быть введены в работу раньше, чем будет закончен ремонт выключателя. В этом случае длительность простоя определяется не временем восстановления (ремонта) выключателя, а временем, необходимым для выполнения переключений в распределительном устройстве (РУ):

$T_o := 0.3$ постоянная составляющая – время, необходимое для того, чтобы установить характер повреждения для электрических станций и обслуживаемых подстанций от 0,1 до 0,3 ч;

$n_p := 8$ число разъединителей, которые должны быть отключены (включены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работу.

$T_p := 0.017$ ч время отключения (включения) разъединителя

$$T_{пер} := T_o + n_p \cdot T_p = 0.436$$

$$T := 1.98518$$

$$P_{\phi} := 2105.7 \cdot 10^6$$

$$P_{1СШ} := 170$$

$$P_{2СШ} := 234$$

$$P_{макс1СШ} := P_{1СШ} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 1000 = 1.489 \cdot 10^9$$

$$P_{макс2СШ} := P_{2СШ} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 1000 = 2.05 \cdot 10^9$$

$$P_{\phi 1СШ} := \frac{P_{макс1СШ}}{P_{макс1СШ} + P_{макс2СШ}} \cdot P_{\phi} = 8.8606 \cdot 10^8$$

$$P_{\phi 2СШ} := \frac{P_{макс2СШ}}{P_{макс1СШ} + P_{макс2СШ}} \cdot P_{\phi} = 1.22 \cdot 10^9$$

$k_{нрur} := 1.197$ Прирост потребления за 2019-2023 года. Согласно плану развития

$$P_{срз1СШ} := P_{\phi 1СШ} \cdot k_{нрur} = 1.061 \cdot 10^9$$

$$P_{\text{ср}2\text{СШ}} := P_{\phi 2\text{СШ}} \cdot k_{\text{нррр}} = 1.46 \cdot 10^9$$

$$P_{\text{ср}2} := P_{\text{ср}1\text{СШ}} + P_{\text{ср}2\text{СШ}} = 2.521 \cdot 10^9$$

$$K_{1\text{СШ}} := q_{1\text{сш}}$$

$$K_{2\text{СШ}} := q_{2\text{сш}}$$

$$K_{\text{СХ}} := q_{\text{сх}}$$

$$y_{\text{ПО}} := 0.15$$

$$y_0 := 1.5$$

$$T_{1\text{СШ}} := \frac{1}{\omega_{1\text{сш}}} = 8.328$$

$$T_{2\text{СШ}} := \frac{1}{\omega_{2\text{сш}}} = 6.893$$

$$T_{\text{СХ}} := \frac{1}{\omega_{\text{сх}}} = 680.137$$

$$a := 0.1$$

$$T_{P1\text{СШ}} := -\ln(1-a) \cdot T_{1\text{СШ}} = 0.877$$

$$T_{P2\text{СШ}} := -\ln(1-a) \cdot T_{2\text{СШ}} = 0.726$$

$$T_{P\text{СХ}} := -\ln(1-a) \cdot T_{\text{СХ}} = 71.66$$

$$W_{\text{не}d1\text{СШ}} := K_{1\text{СШ}} \cdot P_{\phi 1\text{СШ}} = 5.869 \cdot 10^5$$

$$W_{\text{не}d2\text{СШ}} := K_{2\text{СШ}} \cdot P_{\phi 2\text{СШ}} = 9.545 \cdot 10^5$$

$$W_{\text{не}d} := K_{\text{СХ}} \cdot P_{\text{ср}2} = 3.794 \cdot 10^3$$

$$W_{\text{ОСН}1\text{СШ}} := y_0 \cdot W_{\text{не}d1\text{СШ}} = 8.803 \cdot 10^5$$

$$W_{\text{ОСН}2\text{СШ}} := y_0 \cdot W_{\text{не}d2\text{СШ}} = 1.432 \cdot 10^6$$

$$W_{\text{СХОСН}} := y_0 \cdot W_{\text{не}d} = 5.691 \cdot 10^3$$

$$W_{\text{сумм}} := W_{\text{ОСН}1\text{СШ}} + W_{\text{ОСН}2\text{СШ}} + W_{\text{СХОСН}}$$

$$y_{\text{не}d1\text{СШ}} := T \cdot W_{\text{ОСН}1\text{СШ}} = 1.748 \cdot 10^6$$

$$y_{\text{не}d2\text{СШ}} := T \cdot W_{\text{ОСН}2\text{СШ}} = 2.842 \cdot 10^6$$

$$y_{\text{не}d} := T \cdot W_{\text{СХОСН}} = 1.13 \cdot 10^4$$

Продолжение приложения А

$$Y_{ВН1СШ} := Y_{ПО} \cdot Y_{нед2СШ} = 4.263 \cdot 10^5$$

$$Y_{ВН2СШ} := Y_{ПО} \cdot W_{нед2СШ} = 1.432 \cdot 10^5$$

$$Y_{ВН} := Y_{ПО} \cdot Y_{нед} = 1.695 \cdot 10^3$$

$$Y_{Сумм1СШ} := Y_{нед1СШ} + Y_{ВН1СШ} = 2173967.327$$

$$Y_{Сумм2СШ} := Y_{нед2СШ} + Y_{ВН2СШ} = 2985311.034$$

$$Y_{СхСумм} := Y_{нед} + Y_{ВН} = 12993.306$$

$$Y_{Сумм} := Y_{Сумм1СШ} + Y_{Сумм2СШ} + Y_{СхСумм} = 5.172 \cdot 10^6$$

Продолжение приложения А

Коммутационная аппаратура

Выключатели

$$\omega_{\text{в}} := 0.011$$

$$\mu_{\text{рв}} := 0.86$$

$$T_{\text{вв}} := 40$$

$$T_{\text{рв}} := 8$$

$$\omega_{\text{вэл}} := 0.003 \quad \text{Параметр потока отказов элегазовых выключателей}$$

$$T_{\text{ввэл}} := 20 \quad \text{Среднее время восстановления элегазовых выключателей}$$

$$\mu_{\text{рэл}} := 0.8 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{\text{ррэл}} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

$$\omega_{\text{вмм}} := 0.02 \quad \text{Параметр потока отказов маломасляных выключателей}$$

$$T_{\text{ввмм}} := 20 \quad \text{Среднее время восстановления маломасляных выключателей}$$

$$\mu_{\text{рмм}} := 0.8 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{\text{ррмм}} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

Разъединители

$$\omega_{\text{р}} := 0.01 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Параметр потока отказов}$$

$$\mu_{\text{р}} := 0.86 \quad \frac{1}{\text{год}} \quad \text{Частота текущих ремонтов}$$

$$T_{\text{вр}} := 11 \quad \text{ч} \quad \text{Среднее время восстановления}$$

$$T_{\text{рр}} := 8 \quad \text{ч} \quad \text{Продолжительность текущего ремонта}$$

$$a_{\text{авт}} := 0.006 \quad \text{Относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента}$$

$$a_{\text{о.н}} := 0.004 \quad \text{Относительная частота отказов при оперативных переключениях}$$

$$N_{\text{он}} := 2 \quad \text{Число оперативных переключений}$$

$$N_{\text{онОВ}} := 18 \quad \text{Число оперативных переключений обходного выключателя}$$

$$T_{\text{он}} := 26 \quad \text{Длительность оперативных переключений}$$

Продолжение приложения А

$k_{АПВ} := \frac{1}{13}$ Коэффициент неуспешного действия АПВ

Показатели надёжности трансформаторов

$\omega_T := 0.075$	$\frac{1}{год}$	Параметр потока отказов трансформаторов более 80
$\mu_T := 1$	$\frac{1}{год}$	Частота текущих ремонтов трансформаторов более 80 МВт
$T_{вТ} := 95$	ч	Среднее время восстановления трансформаторов более 80 МВт
$T_{ррТ} := 30$	ч	Продолжительность текущего ремонта трансформаторов более 80 МВт
$\omega_{Т80} := 0.014$	$\frac{1}{год}$	Параметр потока отказов трансформаторов до 80 МВт
$\mu_{Т80} := 0.75$	$\frac{1}{год}$	Частота текущих ремонтов трансформаторов до 80 МВт
$T_{вТ80} := 70$	ч	Среднее время восстановления трансформаторов до 80 МВт
$T_{ррТ80} := 26$	ч	Продолжительность текущего ремонта трансформаторов до 80 МВт

Показатели надёжности сборных шин

$\omega_{ш} := 0.016$	$\frac{1}{год}$	Параметр потока отказов на присоединение
$\mu_{ш} := 0.166$	$\frac{1}{год}$	Частота капитальных ремонтов
$T_{вш} := 5$	ч	Среднее время восстановления
$T_{ркш} := 4$	ч	Продолжительность капитального ремонта

Показатели надёжности воздушных линий

$\omega_{вл} := 0.02$	$\frac{1}{год}$	Параметр потока отказов
$\mu_{вл} := 0.2$	$\frac{1}{год}$	Частота капитальных ремонтов
$T_{ввл} := 20$	ч	Среднее время восстановления
$T_{рвл} := 45$	ч	Продолжительность капитального ремонта
$l_1 := 9.17$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Благовещенская №2
$l_9 := 9.17$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Благовещенская №1
$l_{13} := 6$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Центральная №1

Продолжение приложения А

$l_{16} := 6$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Центральная №2
$l_{20} := 2$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Западная №1
$l_{24} := 2$	км	Длина ВЛ Благовещенская ТЭЦ - ПС Западная №2

Определим параметры потока отказов для каждой ВЛ

$$\omega_1 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_1}{100} = 0.002 \quad \omega_9 := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_9}{100} = 0.002 \quad \omega_{13} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{13}}{100} = 0.001$$

$$\omega_{16} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{16}}{100} = 0.001 \quad \omega_{20} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{20}}{100} = 4 \cdot 10^{-4} \quad \omega_{24} := \omega_{\text{вл}} \cdot \frac{l_{24}}{100} = 4 \cdot 10^{-4}$$

Параметры надёжности защит

ДЗШ	$q_{\text{дзш}} := 0.0096$	$\omega_{\text{дзш}} := 0.00136$	$p_{\text{дзш}} := 1 - q_{\text{дзш}} = 0.99$
ДЗТ	$q_{\text{дзт}} := 0.0044$	$\omega_{\text{дзт}} := 0.0002$	$p_{\text{дзт}} := 1 - q_{\text{дзт}} = 0.996$
ГЗ	$q_{\text{гз}} := 0.00525$	$\omega_{\text{гз}} := 0.0000087$	$p_{\text{гз}} := 1 - q_{\text{гз}} = 0.995$
ДФЗ линии	$q_{\text{дфзвл}} := 0.0012$	$\omega_{\text{дфзвл}} := 0.00194$	$p_{\text{дфзвл}} := 1 - q_{\text{дфзвл}} = 0.999$

Вероятности отказа выключателей

$$q_{\text{вл1}} := \frac{\omega_1 \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 4.187 \cdot 10^{-6} \quad q_{\text{вл9}} := \frac{\omega_9 \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 4.187 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{вл13}} := \frac{\omega_{13} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 2.74 \cdot 10^{-6} \quad q_{\text{вл16}} := \frac{\omega_{16} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 2.74 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{вл20}} := \frac{\omega_{20} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-7} \quad q_{\text{вл24}} := \frac{\omega_{24} \cdot T_{\text{вл}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-7}$$

Вероятности безотказной работы выключателей

$$p_{\text{вл1}} := 1 - q_{\text{вл1}} = 0.999996 \quad p_{\text{вл9}} := 1 - q_{\text{вл9}} = 0.999996$$

$$p_{\text{вл13}} := 1 - q_{\text{вл13}} = 0.999997 \quad p_{\text{вл16}} := 1 - q_{\text{вл16}} = 0.999997$$

$$p_{\text{вл20}} := 1 - q_{\text{вл20}} = 0.999999 \quad p_{\text{вл24}} := 1 - q_{\text{вл24}} = 0.999999$$

Вероятности отказа и безотказной работы разъединителей

$$q_p := \frac{\omega_p \cdot T_p}{8760} = 1.256 \cdot 10^{-5} \quad p_{p220} := 1 - q_p = 0.99999$$

Вероятности отказа и безотказной работы шин

$$q_{\omega} := \frac{\omega_{\omega} \cdot T_{\theta_{\omega}}}{8760} = 9.132 \cdot 10^{-6} \quad p_{\omega} := 1 - q_{\omega} = 0.99999$$

Вероятности отказа трансформаторов

$$q_T := \frac{\omega_T \cdot T_{\theta_T}}{8760} = 8.134 \cdot 10^{-4} \quad q_{T2} := q_T \quad q_{T3} := q_T \quad q_{T4} := q_T$$

$$q_{T1} := \frac{\omega_{T80} \cdot T_{\theta_{T80}}}{8760} = 1.119 \cdot 10^{-4}$$

Вероятности отказа выключателей

$$q_{\theta} := \frac{\omega_{\theta} \cdot T_{\theta_{\theta}}}{8760} = 5.023 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{\text{ст.вык}} := q_{\theta} + 2 \cdot q_p = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{\text{ст.вык}} := \omega_{\theta} + 2 \cdot \omega_p = 0.031$$

$$q_{\text{вэл}} := \frac{\omega_{\text{вэл}} \cdot T_{\theta_{\text{вэл}}}}{8760} = 6.849 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{\text{ст.выкэл}} := q_{\text{вэл}} + 2 \cdot q_p = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{\text{ст.выкэл}} := \omega_{\text{вэл}} + 2 \cdot \omega_p = 0.023$$

$$q_{\text{вмм}} := \frac{\omega_{\text{вмм}} \cdot T_{\theta_{\text{вмм}}}}{8760} = 4.566 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{\text{ст.выкмм}} := q_{\text{вмм}} + 2 \cdot q_p = 7.078 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{\text{ст.выкмм}} := \omega_{\text{вмм}} + 2 \cdot \omega_p = 0.04$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-1»

$$q_{\text{ВТ1ст}} := q_{\text{ст.вык}} = 0.000075$$

$$q_{\text{ВТ1авт}} := a_{\text{авт}} \cdot \left((1 + k_{\text{АПВ}}) \cdot (2 \cdot q_{\text{ст.вык}} + q_{\text{ст.выкмм}}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T1} + 2 \cdot q_{\text{ст.вык}} + q_{\text{ст.выкэл}} + q_{\omega} + q_{z3} + q_{\theta_{z\omega}} \right) = 0.000092$$

$$q_{\text{ВТ1он}} := a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} \cdot \frac{T_{\text{он}}}{8760} = 0.000024$$

$$\omega_{\text{ВТ1ст}} := \omega_{\text{ст.вык}} = 0.031$$

$$\omega_{\text{ВТ1авт}} := a_{\text{авт}} \cdot \left((1 + k_{\text{АПВ}}) \cdot (2 \cdot \omega_{\text{ст.вык}} + \omega_{\text{ст.выкмм}}) + 2 \cdot \omega_{\text{ст.вык}} + \omega_{\text{ст.выкэл}} + \omega_{T80} + \omega_{\omega} + \omega_{z3} + \omega_{\theta_{z\omega}} \right)$$

$$\omega_{\text{ВТ1он}} := a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} \cdot \frac{T_{\text{он}}}{8760} = 0.000024$$

Продолжение приложения А

$$q_{BT1} := q_{BT1cm} + q_{BT1oem} + q_{BT1on}$$

$$\omega_{BT1} := \omega_{BT1cm} + \omega_{BT1oem} + \omega_{BT1on} = 0.032$$

$$T_{\theta_{BT1}} := \frac{q_{BT1} \cdot 8760}{\omega_{BT1}} = 51.79$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-2»

$$q_{BT2cm} := q_{cm.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{BT2oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T2} + 2 q_{cm.вык} + 2 q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{z3} + q_{\partial3ш} \right) = 9.675 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{BT2on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{BT2cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{BT2oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + \omega_{T2} + 2 \omega_{cm.вык} + 2 \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{z3} + \omega_{\partial3ш} \right) = 0.001861$$

$$\omega_{BT2on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$q_{BT2} := q_{BT2cm} + q_{BT2oem} + q_{BT2on} = 1.958 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT2} := \omega_{BT2cm} + \omega_{BT2oem} + \omega_{BT2on} = 0.033$$

$$T_{\theta_{BT2}} := \frac{q_{BT2} \cdot 8760}{\omega_{BT2}} = 52.168$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-3»

$$q_{BT3cm} := q_{cm.вык} = 0.000075$$

$$q_{BT3oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{T3} + 2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{z3} + q_{\partial3ш} \right) = 0.000097$$

$$q_{BT3on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$\omega_{BT3cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{BT3oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + \omega_{T3} + 2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{z3} + \omega_{\partial3ш} \right) = 0.001723$$

$$\omega_{BT3on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$q_{BT3} := q_{BT3cm} + q_{BT3oem} + q_{BT3on} = 1.956 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT3} := \omega_{BT3cm} + \omega_{BT3oem} + \omega_{BT3on} = 0.033$$

$$T_{\theta_{BT3}} := \frac{q_{BT3} \cdot 8760}{\omega_{BT3}} = 52.337$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Т-4»

$$q_{BT4cm} := q_{cm.выкэл} = 0.000032$$

$$q_{BT4oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{T4} + 2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{дзш} \right) = 0.000065$$

$$q_{BT4on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$\omega_{BT4cm} := \omega_{cm.выкэл} = 0.023$$

$$\omega_{BT4oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_T + 2 \cdot \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкэл} + \omega_{Ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001735$$

$$\omega_{BT4on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$q_{BT4} := q_{BT4cm} + q_{BT4oem} + q_{BT4on} = 1.208 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BT4} := \omega_{BT4cm} + \omega_{BT4oem} + \omega_{BT4on} = 0.024759$$

$$T_{\theta_{BT4}} := \frac{q_{BT4} \cdot 8760}{\omega_{BT4}} = 42.73$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Благовещенская №2»

$$q_{11cm} := q_{cm.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{11oem} := a_{oem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + (q_{вл1} + 2 q_{cm.вык} + 2 q_{cm.выкэл} + q_{Ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш}) \right) = 6.711 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{11on} := a_{o.n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{11cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{11aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + \omega_1 + 2 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{11он} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{11} := q_{11cm} + q_{11aem} + q_{11он} = 1.662 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{11} := \omega_{11cm} + \omega_{11aem} + \omega_{11он} = 0.032$$

$$T_{в11} := \frac{q_{11} \cdot 8760}{\omega_{11}} = 45.134$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Центральная №1»

$$q_{113cm} := q_{ст.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{ст.вык} + q_{ст.выкмм}) \downarrow + q_{вл13} + 2 \cdot q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.691 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113он} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{113cm} := \omega_{ст.вык} = 0.031$$

$$\omega_{113aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + \omega_{13} + 2 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{113он} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{113} := q_{113aem} + q_{113cm} + q_{113он} = 1.66 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{113} := \omega_{113cm} + \omega_{113aem} + \omega_{113он}$$

$$T_{в113} := \frac{q_{113} \cdot 8760}{\omega_{113}} = 45.279$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Западная №1»

$$q_{120cm} := q_{ст.выкмм} = 7.078 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{120aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 q_{ст.вык} \downarrow + q_{вл20} + 2 \cdot q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.693 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{120он} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{120cm} := \omega_{ст.выкмм} = 0.04$$

$$\omega_{120aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \omega_{ст.вык}) \downarrow + \omega_{20} + 2 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{l20on} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l20} := q_{l20cm} + q_{l20aem} + q_{l20on} = 1.615 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{l20} := \omega_{l20cm} + \omega_{l20aem} + \omega_{l20on}$$

$$T_{\theta_{l20}} := \frac{q_{l20} \cdot 8760}{\omega_{l20}} = 34.451$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Благовещенская №1»

$$q_{l9cm} := q_{cm.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l9aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{вл9} + 2 q_{cm.вык} + q_{cm.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.692 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l9on} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{l9cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

$$\omega_{l9aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_{вл9} + 2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{l9on} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l9} := q_{l9cm} + q_{l9aem} + q_{l9on} = 1.66 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{l9} := \omega_{l9cm} + \omega_{l9aem} + \omega_{l9on} = 0.032$$

$$T_{\theta_{l9}} := \frac{q_{l9} \cdot 8760}{\omega_{l9}} = 45.276$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Центральная №2»

$$q_{l16cm} := q_{cm.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l16aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (q_{cm.вык} + q_{cm.выкмм}) \downarrow + q_{вл16} + 2 q_{cm.вык} + 2 q_{cm.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.71 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{l16on} := a_{o,n} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{l16cm} := \omega_{cm.вык} = 0.031$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{116aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (\omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + \omega_{16} + 2 \cdot \omega_{ст.вык} + 2 \cdot \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{116он} := a_{о.н} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{116} := q_{116ст} + q_{116aem} + q_{116он} = 1.662 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{116} := \omega_{116ст} + \omega_{116aem} + \omega_{116он} = 0.032$$

$$T_{в116} := \frac{q_{116} \cdot 8760}{\omega_{116}} = 45.137$$

Рассчитаем вероятность отказа выключателя «В Западная №2»

$$q_{124ст} := q_{ст.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 \cdot q_{ст.вык} \downarrow \right. \\ \left. + q_{вл24} + 2 \cdot q_{ст.вык} + 2 \cdot q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш} \right) = 6.712 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124он} := a_{о.н} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{124ст} := \omega_{ст.вык} = 0.031$$

$$\omega_{124aem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot 2 \cdot \omega_{ст.вык} \downarrow \right. \\ \left. + \omega_{24} + 2 \cdot \omega_{ст.вык} + 2 \cdot \omega_{ст.выкэл} + \omega_{ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш} \right) = 0.001$$

$$\omega_{124он} := a_{о.н} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{124} := q_{124ст} + q_{124aem} + q_{124он} = 1.662 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{124} := \omega_{124ст} + \omega_{124aem} + \omega_{124он} = 0.032$$

$$T_{в124} := \frac{q_{124} \cdot 8760}{\omega_{124}} = 45.23$$

Рассчитаем вероятность отказа ТСН:

$$q_{вРТСНст} := q_{ст.вык} = 0.000075$$

$$q_{вРТСНаem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (2 \cdot q_{ст.вык} + q_{ст.выкмм}) \downarrow \right. \\ \left. + q_{Т1} + q_{ст.вык} + 2 \cdot q_{ст.выкэл} + q_{ш} + q_{зз} + q_{дзш} \right) = 0.000092$$

$$q_{вРТСНон} := a_{о.н} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 0.000024$$

$$\omega_{вРТСНст} := \omega_{ст.вык} = 0.031$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{BPTCHaem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{APB}) \cdot (2 \omega_{cm.вык} + \omega_{cm.выкмм}) \downarrow + \omega_{cm.вык} + 2 \omega_{cm.выкэл} + \omega_{T80} + \omega_{ш} + \omega_{зз} + \omega_{взш} \right) = 0.001309$$

$$\omega_{BPTCHon} := a_{on} \cdot N_{on} \cdot \frac{T_{on}}{8760} = 0.000024$$

$$q_{BPTCH} := q_{BPTCHcm} + q_{BPTCHaem} + q_{BPTCHon} = 1.912 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{BPTCH} := \omega_{BPTCHcm} + \omega_{BPTCHaem} + \omega_{BPTCHon} = 0.032$$

$$T_{BPTCH} := \frac{q_{BPTCH} \cdot 8760}{\omega_{BPTCH}} = 51.796$$

Отказ одного из выключателей приведёт к неисправности всей секции шин. Определим вероятность отказа обеих секций шин по причине отказа присоединений:

$$\omega_{1cw} := \omega_{BT1} + \omega_{BT3} + \omega_{l9} + \omega_{l13} + \omega_{l20} = 0.17$$

$$q_{1cw} := q_{BT1} + q_{BT3} + q_{l9} + q_{l13} + q_{l20} = 0.0008805$$

$$T_{в1cw} := \frac{q_{1cw} \cdot 8760}{\omega_{1cw}} = 45.263$$

$$\omega_{2cw} := \omega_{BT2} + \omega_{BT4} + \omega_{l1} + \omega_{l16} + \omega_{l24} + \omega_{BPTCH} = 0.187$$

$$q_{2cw} := q_{BT2} + q_{BT4} + q_{l1} + q_{l16} + q_{l24} + q_{BPTCH} = 0.0010064$$

$$T_{в2cw} := \frac{q_{2cw} \cdot 8760}{\omega_{2cw}} = 47.225$$

$$q_{cw2} := q_{1cw} \cdot q_{2cw} = 8.862 \cdot 10^{-7}$$

$$\omega_{cw2} := \omega_{1cw} \cdot q_{2cw} + q_{1cw} \cdot \omega_{2cw} = 3.359 \cdot 10^{-4}$$

$$T_{вcw2} := \frac{q_{cw2} \cdot 8760}{\omega_{cw2}} = 23.112$$

Повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, т.е. приводит к отключению всех присоединений, однако при отсутствии ремонтных работ ШСВ может быть резервирован обходным выключателем. Рассчитаем вероятность отказа ШСВ во время плановых работ и без них.

Определим вероятность ремонтных работ для выключателей:

$$q_{впр} := \mu_{ps} \cdot \frac{T_{ps}}{8760} = 7.854 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{вэлпр} := \frac{Tr_{рэл}}{8760} \cdot \mu_{рэл} = 7.306 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{вммпр} := \frac{Tr_{рмм}}{8760} \cdot \mu_{рмм} = 7.306 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{пр} := 8 q_{вммпр} + 2 q_{вммпр} + q_{вэлпр} = 0.008$$

$$\omega_{пр} := 8 \mu_{рв} + 2 \mu_{рмм} + \mu_{рэл} = 9.28$$

$$q_{ШСВст} := q_{ст.выкэл} = 3.196 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШСВаем} := a_{аем} \cdot \left(\frac{(1 + k_{АПВ}) \cdot (4 q_{ст.вык} + 2 q_{ст.выкмм})}{+ 4 q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + 2 \cdot q_{Ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш}} \right) = 6.977 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШСВон} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{ШСВст} := \omega_{ст.выкэл} = 0.023$$

$$\omega_{ШСВаем} := a_{аем} \cdot \left(\frac{(1 + k_{АПВ}) \cdot (4 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.выкмм})}{+ (4 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + 2 \cdot \omega_{Ш} + \omega_{дфзвл} + \omega_{дзш})} \right) = 0.002$$

$$\omega_{ШСВон} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ШСВ} := q_{ШСВст} + q_{ШСВаем} + q_{ШСВон} = 1.255 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{ШСВ} := \omega_{ШСВст} + \omega_{ШСВаем} + \omega_{ШСВон} = 0.025$$

$$T_{\theta_{ШСВ}} := \frac{q_{ШСВ} \cdot 8760}{\omega_{ШСВ}} = 43.215$$

$$q_{ОВст} := q_{ст.вык} = 7.534 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ОВаем} := a_{аем} \cdot \left(\frac{(1 + k_{АПВ}) \cdot (4 q_{ст.вык} + 2 q_{ст.выкмм})}{+ 4 q_{ст.вык} + q_{ст.выкэл} + 2 \cdot q_{Ш} + q_{дфзвл} + q_{дзш}} \right) = 6.977 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ОВон} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{ОВст} := \omega_{ст.вык} = 0.031$$

Продолжение приложения А

$$\omega_{OBaem} := a_{aem} \cdot \left((1 + k_{АПВ}) \cdot (4 \omega_{ст.вык} + 2 \omega_{ст.выкмм}) \downarrow + (4 \omega_{ст.вык} + \omega_{ст.выкэл} + 2 \cdot \omega_{ш} + \omega_{эфвл} + \omega_{дзш}) \right) = 0.002$$

$$\omega_{OBon} := a_{он} \cdot N_{он} \cdot \frac{T_{он}}{8760} = 2.374 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{OB} := q_{OBcm} + q_{OBaem} + q_{OBon} = 1.689 \cdot 10^{-4}$$

$$\omega_{OB} := \omega_{OBcm} + \omega_{OBaem} + \omega_{OBon} = 0.033$$

$$T_{\theta_{OB}} := \frac{q_{OB} \cdot 8760}{\omega_{OB}} = 44.24$$

Рассчитаем вероятность отказа схемы в результате отказа ШСВ

$$\omega_{CXШСВ1} := q_{ШСВ} \cdot \omega_{OB} + q_{OB} \cdot \omega_{ШСВ} = 8.491 \cdot 10^{-6}$$

$$q_{CXШСВ1} := q_{ШСВ} \cdot q_{OB} = 2.119 \cdot 10^{-8}$$

$$T_{\theta_{CXШСВ1}} := \frac{q_{CXШСВ1} \cdot 8760}{\omega_{CXШСВ1}} = 21.861$$

$$\omega_{CXШСВ2} := \omega_{ШСВ} \cdot q_{np} + \omega_{np} \cdot q_{ШСВ} = 0.001$$

$$q_{CXШСВ2} := q_{ШСВ} \cdot q_{np} = 1.008 \cdot 10^{-6}$$

$$T_{\theta_{CXШСВ2}} := \frac{q_{CXШСВ2} \cdot 8760}{\omega_{CXШСВ2}} = 6.453$$

Выбираем наиболее вероятный вариант:

$$\omega_{CXШСВ} := \omega_{CXШСВ2}$$

$$q_{CXШСВ} := q_{CXШСВ2}$$

$$q_{cx} := q_{cw2} + q_{CXШСВ} = 1.89458 \cdot 10^{-6}$$

$$\omega_{cx} := \omega_{cw2} + \omega_{CXШСВ} = 0.002$$

$$T_{\theta_{cx}} := \frac{q_{cx} \cdot 8760}{\omega_{cx}} = 9.736$$

$$\frac{q_{ШСВ} \cdot 100}{q_{cx}} = 6.623 \cdot 10^3$$

$$\frac{q_{CXШСВ2} \cdot 100}{q_{cx}} = 53.226$$

$$\frac{q_{сш2} \cdot 100}{q_{сх}} = 46.774$$

При внезапных отказах выключателей отключившиеся элементы (генераторы, трансформаторы, ЛЭП) могут быть введены в работу раньше, чем будет закончен ремонт выключателя. В этом случае длительность простоя определяется не временем восстановления (ремонта) выключателя, а временем, необходимым для выполнения переключений в распределительном устройстве (РУ):

$T_o := 0.3$ постоянная составляющая – время, необходимое для того, чтобы установить характер повреждения для электрических станций и обслуживаемых подстанций от 0,1 до 0,3 ч;

$n_p := 8$ число разъединителей, которые должны быть отключены (включены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работу.

$T_p := 0.017$ ч время отключения (включения) разъединителя

$$T_{пер} := T_o + n_p \cdot T_p = 0.436$$

$$T := 1.98518$$

$$P_{\phi} := 2105.7 \cdot 10^6$$

$$P_{1СШ} := 170$$

$$P_{2СШ} := 234$$

$$P_{макс1СШ} := P_{1СШ} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 1000 = 1.489 \cdot 10^9$$

$$P_{макс2СШ} := P_{2СШ} \cdot 365 \cdot 24 \cdot 1000 = 2.05 \cdot 10^9$$

$$P_{\phi 1СШ} := \frac{P_{макс1СШ}}{P_{макс1СШ} + P_{макс2СШ}} \cdot P_{\phi} = 8.8606 \cdot 10^8$$

$$P_{\phi 2СШ} := \frac{P_{макс2СШ}}{P_{макс1СШ} + P_{макс2СШ}} \cdot P_{\phi} = 1.22 \cdot 10^9$$

$k_{нрur} := 1.197$ Прирост потребления за 2019-2023 года. Согласно плану развития

$$P_{срз1СШ} := P_{\phi 1СШ} \cdot k_{нрur} = 1.061 \cdot 10^9$$

$$P_{\text{ср}2\text{СШ}} := P_{\phi 2\text{СШ}} \cdot k_{\text{нрр}} = 1.46 \cdot 10^9$$

$$P_{\text{ср}2} := P_{\text{ср}1\text{СШ}} + P_{\text{ср}2\text{СШ}} = 2.521 \cdot 10^9$$

$$K_{1\text{СШ}} := q_{1\text{сш}}$$

$$K_{2\text{СШ}} := q_{2\text{сш}}$$

$$K_{\text{СХ}} := q_{\text{сх}}$$

$$y_{\text{ПО}} := 0.15$$

$$y_0 := 1.5$$

$$T_{1\text{СШ}} := \frac{1}{\omega_{1\text{сш}}} = 5.868$$

$$T_{2\text{СШ}} := \frac{1}{\omega_{2\text{сш}}} = 5.357$$

$$T_{\text{СХ}} := \frac{1}{\omega_{\text{сх}}} = 586.598$$

$$a := 0.1$$

$$T_{P1\text{СШ}} := -\ln(1-a) \cdot T_{1\text{СШ}} = 0.618$$

$$T_{P2\text{СШ}} := -\ln(1-a) \cdot T_{2\text{СШ}} = 0.564$$

$$T_{P\text{СХ}} := -\ln(1-a) \cdot T_{\text{СХ}} = 61.804$$

$$W_{\text{не}d1\text{СШ}} := K_{1\text{СШ}} \cdot P_{\phi 1\text{СШ}} = 7.802 \cdot 10^5$$

$$W_{\text{не}d2\text{СШ}} := K_{2\text{СШ}} \cdot P_{\phi 2\text{СШ}} = 1.227 \cdot 10^6$$

$$W_{\text{не}d} := K_{\text{СХ}} \cdot P_{\text{ср}2} = 4.775 \cdot 10^3$$

$$W_{\text{ОСН}1\text{СШ}} := y_0 \cdot W_{\text{не}d1\text{СШ}} = 1.17 \cdot 10^6$$

$$W_{\text{ОСН}2\text{СШ}} := y_0 \cdot W_{\text{не}d2\text{СШ}} = 1.841 \cdot 10^6$$

$$W_{\text{СХОСН}} := y_0 \cdot W_{\text{не}d} = 7.163 \cdot 10^3$$

$$W_{\text{сумм}} := W_{\text{ОСН}1\text{СШ}} + W_{\text{ОСН}2\text{СШ}} + W_{\text{СХОСН}}$$

$$y_{\text{не}d1\text{СШ}} := T \cdot W_{\text{ОСН}1\text{СШ}} = 2.323 \cdot 10^6$$

$$y_{\text{не}d2\text{СШ}} := T \cdot W_{\text{ОСН}2\text{СШ}} = 3.655 \cdot 10^6$$

$$y_{\text{не}d} := T \cdot W_{\text{СХОСН}} = 1.422 \cdot 10^4$$

Продолжение приложения А

$$Y_{BH1CШ} := Y_{ПО} \cdot Y_{нед2CШ} = 5.482 \cdot 10^5$$

$$Y_{BH2CШ} := Y_{ПО} \cdot W_{нед2CШ} = 1.841 \cdot 10^5$$

$$Y_{BH} := Y_{ПО} \cdot Y_{нед} = 2.133 \cdot 10^3$$

$$Y_{Сумм1CШ} := Y_{нед1CШ} + Y_{BH1CШ} = 2871552.605$$

$$Y_{Сумм2CШ} := Y_{нед2CШ} + Y_{BH2CШ} = 3839108.341$$

$$Y_{СхСумм} := Y_{нед} + Y_{BH} = 16352.858$$

$$Y_{Сумм} := Y_{Сумм1CШ} + Y_{Сумм2CШ} + Y_{СхСумм} = 6.727 \cdot 10^6$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчёт параметров ЛЭП и оборудования в ПВК MathCAD 15

$$AC - 300 \qquad AC - 500 \qquad I_{01} := 149.3$$

$$r_{300_0} := 0.098 \qquad r_{500_0} := 0.06 \qquad I_{02} := 53.26$$

$$x_{300_0} := 0.429 \qquad x_{500_0} := 0.413 \qquad I_{03} := 93.1$$

$$I_{04} := 1.9$$

$$r_{01} := r_{300_0} \cdot I_{01} = 14.631 \qquad x_{01} := x_{300_0} \cdot I_{01} = 64.05$$

$$r_{02} := r_{300_0} \cdot I_{02} = 5.219 \qquad x_{02} := x_{300_0} \cdot I_{02} = 22.849$$

$$r_{03} := r_{300_0} \cdot I_{03} = 9.124 \qquad x_{03} := x_{300_0} \cdot I_{03} = 39.94$$

$$r_{04} := r_{500_0} \cdot I_{04} = 0.114 \qquad x_{04} := x_{500_0} \cdot I_{04} = 0.785$$

Благовещенская ТЭЦ, трансформатор 1

$$TRDЦH - 80000 \cdot /110 \qquad S_{ном1} := 80000$$

$$U_{вн} := 115 \qquad U_k := 10.5$$

$$U_{нн1} := 6.3$$

$$U_{нн2} := 6.3$$

$$X_{т1} := \frac{U_k \cdot U_{вн}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном1}} = 17.358$$

$$X_{т2} := \frac{U_k \cdot U_{нн1}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном1}} = 0.052$$

$$X_{т3} := \frac{U_k \cdot U_{нн2}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{ном1}} = 0.052$$

Благовещенская ТЭЦ, трансформатор 2,3

$$TДЦ - 125000 \cdot /110 \qquad S_{ном2} := 125000$$

$$S_{ном3} := S_{ном2}$$

Продолжение приложения Б

$$U_{\text{вн}} := 121 \quad U_{k_2} := 10.5$$

$$U_{\text{нн}} := 10.5$$

$$X_{\text{т2}} := \frac{U_{k_2} \cdot U_{\text{вн}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{ном2}}} = 12.298$$

$$X_{\text{т2}} := \frac{U_{k_2} \cdot U_{\text{нн}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{ном2}}} = 0.093$$

Благовещенская ТЭЦ, трансформатор 4

$$T_{\text{ДЦ}} - 160000 \cdot /110$$

$$S_{\text{ном4}} := 160000$$

$$U_{\text{вн}} := 121 \quad U_{k_2} := 11.5$$

$$U_{\text{нн}} := 10.5$$

$$X_{\text{т2}} := \frac{U_{k_2} \cdot U_{\text{вн}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{ном2}}} = 13.47$$

$$X_{\text{т2}} := \frac{U_{k_2} \cdot U_{\text{нн}}^2 \cdot 10^3}{100 \cdot S_{\text{ном2}}} = 0.101$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Расчёт токов короткого замыкания в АРМ СРЗА

АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК ВРИЗ									
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА									
Подрежим 1 - Максимальный									
1-Пояс	Наименование	3х-фазное		Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза)		I2 (мод/фаза)		3I0 (м/иф)	
U=114.8/0									
218-	1СШ-110 БТЭЦ	13815	94	5862	94	5862	94	17587	94
219	2СШ-110 БТЭЦ	752	94	3192	94	3191	94	906	94
221	БТЭЦ ВЛ ЦЕНТР-1	132	104	559	104	561	104	182	97
255	БТЭЦ ВЛ БЛАГ-1	154	96	652	96	656	96	140	98
269	БТЭЦ-ЗАПАДНАЯ-1	0	0	0	0	0	0	487	91
287	Т3 БТЭЦ-110	208	90	887	90	884	90	260	90
297	Т1 БТЭЦ-110	137	90	584	90	582	90	166	96
299	РТСН БТЭЦ-110	0	0	0	0	0	0	554	90
U=114.8/0									
219-	2СШ-110 БТЭЦ	13815	94	5862	94	5862	94	17587	94
218	1СШ-110 БТЭЦ	629	94	2671	94	2672	94	851	94
220	БТЭЦ ВЛ ЦЕНТР-2	132	104	559	104	561	104	163	98
254	БТЭЦ ВЛ БЛАГ-2	154	96	652	96	656	96	120	99
268	БТЭЦ-ЗАПАДНАЯ-2	0	0	0	0	0	0	490	91
280	Т4 БТЭЦ-110	259	90	1104	90	1100	90	313	90
292	Т2 БТЭЦ-110	209	90	889	90	886	90	261	93
Подрежим 2 - Минимальный									
ЭЛЕМЕНТ 132	(Т1 БТЭЦ)							
ЭЛЕМЕНТ 129	(Т4 БТЭЦ)							
ЭЛЕМЕНТ 158	(Т6 НГРЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 257	(Т1 НБГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 263	(Т2 НБГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 267	(Т3 НБГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 339	(Т1 БГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 341	(Т3 БГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 343	(Т4 БГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 345	(Т5 БГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 546	(Т1 ЗГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 555	(Т3 ЗГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 556	(Т4 ЗГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 563	(Т6 ЗГЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 850	(Т1/250 НГРЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 846	(Т2/250 НГРЭС)							
ЭЛЕМЕНТ 874	(Т3/16 ЧУТЭЦ)							
ЭЛЕМЕНТ 871	(Т5/16 ЧУТЭЦ)							
ЭЛЕМЕНТ 869	(Т6/16 ЧУТЭЦ)							
ЭЛЕМЕНТ 588	(ВЛ-500 ЗГЭС-АМУРСКАЯ №1)							
ЭЛЕМЕНТ 373	(ВЛ-500 БГЭС-ХАБАРОВСКАЯ №1)							
ЭЛЕМЕНТ 993	(ВЛ-220 Н.КУРАНАХ-НПС-15)							
ЭЛЕМЕНТ 855	(Л-114 НГРЭС-ЧУТЭЦ)							
ЭЛЕМЕНТ 153	(ВЛ-220 НГРЭС-ЗАВИТАЯ №1)							
ЭЛЕМЕНТ 275	(ВЛ-220 НБГЭС-АРХАРА)							

Продолжение приложения В

ЭЛЕМЕНТ 273	(ВЛ-220 ПГРЭС-АРХАРА №1)								
ЭЛЕМЕНТ 323	(ВЛ-220 БГЭС-ЗАВИТАЯ I ЦЕПЬ)								
ЭЛЕМЕНТ 480	(ВЛ-220 КЛЮЧЕВАЯ-МАГДАГАЧИ)								
ЭЛЕМЕНТ 534	(ВЛ-220 ЗГЭС-СВЕТЛАЯ I ЦЕПЬ)								
ЭЛЕМЕНТ 574	(ВЛ-220 ЗГЭС-МАГДАГАЧИ)								
ЭЛЕМЕНТ 675	(ВЛ-220 СКОВОРОДИНО-ТЫНДА №1)								
ЭЛЕМЕНТ 971	(ВЛ-220 НГРЭС-НПС-18 №1)								
ЭЛЕМЕНТ 974	(ВЛ-220 НПС-18-Н.КУРАНАХ №1)								
1-Пояс	Наименование	3х-фазное			Однофазное КЗ (А0)				
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)		I1 (мод/фаза) I2 (мод/фаза) 3I0 (m/i£)					
U=112.1/0									
218-	1СШ-110 БТЭЦ	953	95	4085	95	4085	95	12256	95
219	2СШ-110 БТЭЦ	502	94	2155	94	2149	94	594	95
221	БТЭЦ ВЛ ЦЕНТР-1	112	103	470	103	494	103	167	98
255	БТЭЦ ВЛ БЛАГ-1	131	96	544	96	579	95	129	98
269	БТЭЦ-ЗАПАДНАЯ-1	0	0	0	0	0	0	449	92
287	Т3 БТЭЦ-110	208	90	925	90	872	90	240	91
297	Т1 БТЭЦ-110	0	0	0	0	0	0	0	0
299	РТСН БТЭЦ-110	0	0	0	0	0	0	510	91
U=112.1/0									
219-	2СШ-110 БТЭЦ	953	95	4085	95	4085	95	12256	95
218	1СШ-110 БТЭЦ	451	95	1930	95	1936	95	631	94
220	БТЭЦ ВЛ ЦЕНТР-2	112	103	470	103	494	103	151	99
254	БТЭЦ ВЛ БЛАГ-2	131	96	544	96	579	95	111	100
268	БТЭЦ-ЗАПАДНАЯ-2	0	0	0	0	0	0	451	92
280	Т4 БТЭЦ-110	259	90	1151	90	1085	90	288	91
292	Т2 БТЭЦ-110	0	0	0	0	0	0	0	0

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Выбор и проверка оборудования на ОРУ 110 кВ в MS excel

Номер ячейки	Диспетчерское наименование	U _н , кВ	S _{ном} , МВт	I _{кз} , кА	I _{рмах} , А	I _{уд} , кА	В _{кр} , кА ² с	I _{по} , кА	I _{по} , кА	i _{а.уд} , кА
1	В Благовещенская №2	110	ДДТ	13,8	690,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
2	В РТСН	110	20	13,8	105,1	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
3	ШСВ	110	234	13,8	1229,6	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
4	В Благовещенская №1	110	ДДТ	13,8	690,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
5	В Т-1	110	110	13,8	578,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
6	В Центральная №1	110	ДДТ	13,8	510,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
7	ОВ	110	234	13,8	1229,6	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
8	В Центральная №2	110	ДДТ	13,8	510,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
9	В Т-2	110	124	13,8	651,6	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
10	В Западная №1	110	ДДТ	13,8	610,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
11	В Т-3	110	110	13,8	578,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
12	В Западная №2	110	ДДТ	13,8	610,0	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9
14	В Т-4	110	124	13,8	651,6	46,6	396,1	13,8	13,8	1,9

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Оценка экономической эффективности в РТС Mathcad Prime 9

$K_{\text{выкл}} := 1750000$	Стоимость выключателя
$n_{\text{выкл}} := 1$	Число выключателей для ячейки
$K_{\text{р.1ЗН}} := 350000$	Стоимость разъединителя с 1 заземляющим ножом
$n_{\text{р.1ЗН}} := 3$	Число разъединителей с 1 ЗН для ячейки
$K_{\text{р.2ЗН}} := 500000$	Стоимость разъединителя с 2 заземляющими ножами
$n_{\text{р.2ЗН}} := 1$	Число разъединителей с 2 ЗН для ячейки
$K_{\text{пр}} := 90000$	Стоимость привода разъединителя
$K_{\text{асутпнОб}} := 1000000$	Стоимость оборудования для модернизации АСУТП
$K_{\text{асутпнПО}} := 1000000$	Стоимость ПО АСУТП
$k_{\text{смп}} := 1.45$	Коэффициенте учитывающий стоимость строительно-монтажных работ
$n_{\text{яч}} := 11$	Количество ячеек требующих модернизацию
$K_{\text{ШУКа}} := 50000$	Стоимость шкафа управления коммутационными аппаратами

Вариант №1. Замена устаревшего первичного оборудования.

Определим стоимость модернизации одной ячейки ОРУ 110 кВ.

$$K_{\text{яч}} := n_{\text{выкл}} \cdot K_{\text{выкл}} + K_{\text{р.1ЗН}} \cdot n_{\text{р.1ЗН}} + K_{\text{р.2ЗН}} \cdot n_{\text{р.2ЗН}} = 3.3 \cdot 10^6$$

Определим стоимость модернизации ОРУ 110 кВ.

$$K_{\text{ОРУвар1}} := n_{\text{яч}} \cdot K_{\text{яч}} + K_{\text{р.2ЗН}} = 3.68 \cdot 10^7$$

$$K_{\text{АСУТП}} := k_{\text{смп}} \cdot (K_{\text{асутпнОб}} + K_{\text{асутпнПО}}) = 2.9 \cdot 10^6$$

$$K_{\text{суммвар1}} := K_{\text{АСУТП}} + K_{\text{ОРУвар1}} = 3.97 \cdot 10^7$$

Расчет эксплуатационных издержек:

$$a_{\text{экс}} := 0.007$$

$$I_{\text{эксвар1}} := a_{\text{экс}} \cdot K_{\text{АСУТП}} = 2.03 \cdot 10^4$$

Расчёт амортизационных издержек:

$$T_{\text{слАСУТП}} := 10$$

$$T_{\text{слОРУ}} := 20$$

$$a_{амАСУТП} := \frac{1}{T_{слАСУТП}} = 0.1$$

$$a_{амОРУ} := \frac{1}{T_{слОРУ}} = 0.05$$

$$I_{амВар1} := a_{амАСУТП} \cdot K_{АСУТП} = 2.9 \cdot 10^5$$

$$I_{прВар1} := 0.3 (I_{эксВар1} + I_{амВар1}) + 0.03 \cdot K_{АСУТП} = 1.801 \cdot 10^5$$

$$I_{Вар1} := I_{эксВар1} + I_{амВар1} + I_{эксВар1} = 3.306 \cdot 10^5$$

Чистый дисконтированный доход

$$E_H := 0.1$$

$$Y_{Сумм} := 1.024 \cdot 10^7$$

$$Y_{СуммВар1} := 5.172 \cdot 10^6$$

$$П_{ГодВар1} := Y_{Сумм} - Y_{СуммВар1} = 5.068 \cdot 10^6$$

$$H_{ГодВар1} := 0.20 \cdot П_{ГодВар1} = 1.014 \cdot 10^6$$

$$П_{ЧВар1} := П_{ГодВар1} - H_{ГодВар1} = 4.054 \cdot 10^6$$

$$K_{t1} := 0.4 K_{СуммВар1} = 1.588 \cdot 10^7$$

$$K_{t2} := 0.6 K_{СуммВар1} = 2.382 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{E}_1 := П_{ЧВар1} - K_{t1} - I_{Вар1} = -1.216 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{CDD}_{1,1} := \frac{\mathcal{E}_1}{(1 + E_H)^1} = -1.105 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{CDD}_1 := \mathcal{CDD}_{1,1} = -1.105 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{E}_2 := П_{ЧВар1} - K_{t2} - I_{Вар1} = -2.01 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{CDD}_{2,1} := \frac{\mathcal{E}_2}{(1 + E_H)^2} = -1.005 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{CDD}_2 := \mathcal{CDD}_1 + \mathcal{CDD}_{2,1} = -2.11 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{E} := П_{ЧВар1} - I_{Вар1}$$

$$\mathcal{C}ДД_{3.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^3} = 2.798 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_3 := \mathcal{C}ДД_2 + \mathcal{C}ДД_{3.1} = -1.83 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{C}ДД_{4.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^4} = 2.543 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_4 := \mathcal{C}ДД_3 + \mathcal{C}ДД_{4.1} = -1.576 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{C}ДД_{5.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^5} = 2.312 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_5 := \mathcal{C}ДД_4 + \mathcal{C}ДД_{5.1} = -1.344 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{C}ДД_{6.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^6} = 2.102 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_6 := \mathcal{C}ДД_5 + \mathcal{C}ДД_{6.1} = -1.134 \cdot 10^7$$

$$\mathcal{C}ДД_{7.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^7} = 1.911 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_7 := \mathcal{C}ДД_6 + \mathcal{C}ДД_{7.1} = -9.431 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{8.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^8} = 1.737 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_8 := \mathcal{C}ДД_7 + \mathcal{C}ДД_{8.1} = -7.694 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{9.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^9} = 1.579 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_9 := \mathcal{C}ДД_8 + \mathcal{C}ДД_{9.1} = -6.115 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{10.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{10}} = 1.436 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{10} := \mathcal{C}ДД_9 + \mathcal{C}ДД_{10.1} = -4.679 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{11.1} := \frac{\mathcal{E}}{(1 + E_H)^{11}} = 1.305 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{11} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{10} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{11.1} = -3.374 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{12.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{12}} = 1.187 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{12} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{11} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{12.1} = -2.188 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{13.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{13}} = 1.079 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{13} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{12} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{13.1} = -1.109 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{14.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{14}} = 9.806 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{14} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{13} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{14.1} = -1.283 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{15.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{15}} = 8.914 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{15} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{14} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{15.1} = 7.632 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{16.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{16}} = 8.104 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{16} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{15} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{16.1} = 1.574 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{17.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{17}} = 7.367 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{17} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{16} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{17.1} = 2.31 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{18.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{18}} = 6.698 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{18} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{17} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{18.1} = 2.98 \cdot 10^6$$

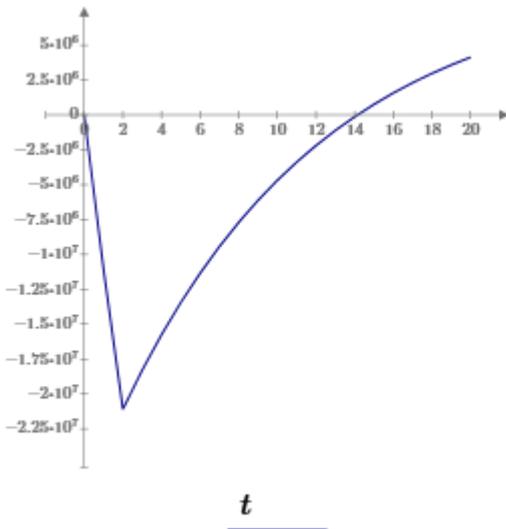
$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{19.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{19}} = 6.089 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{19} := \mathcal{C}D\mathcal{D}_{18} + \mathcal{C}D\mathcal{D}_{19.1} = 3.589 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}D\mathcal{D}_{20.1} := \frac{\mathfrak{E}}{(1 + \varepsilon_H)^{20}} = 5.535 \cdot 10^5$$

$$ЧДД_{20} := ЧДД_{19} + ЧДД_{20,1} = 4.142 \cdot 10^6$$

0		0
1		ЧДД ₁
2		ЧДД ₂
3		ЧДД ₃
4		ЧДД ₄
5		ЧДД ₅
6		ЧДД ₆
7		ЧДД ₇
8		ЧДД ₈
9		ЧДД ₉
10	ЧДД :=	ЧДД ₁₀
11		ЧДД ₁₁
12		ЧДД ₁₂
13		ЧДД ₁₃
14		ЧДД ₁₄
15		ЧДД ₁₅
16		ЧДД ₁₆
17		ЧДД ₁₇
18		ЧДД ₁₈
19		ЧДД ₁₉
20		ЧДД ₂₀



ЧДД

$$ИДД := \frac{ЧДД_{20}}{K_{\text{суммВар1}}} + 1 = 1.104$$

Вариант №2. Модернизация первичного оборудования.

Определим стоимость модернизации одной ячейки ОРУ 110 кВ

$$K_{\text{ячВар2}} := K_{\text{ШУКА}} + 2 \cdot K_{\text{пр}} \cdot n_{\text{р.1зн}} + 3 \cdot K_{\text{пр}} \cdot n_{\text{р.2зн}} = 8.6 \cdot 10^5$$

Определим стоимость модернизации ОРУ 110 кВ.

$$K_{\text{ОРУВар2}} := n_{\text{яч}} \cdot K_{\text{ячВар2}} + K_{\text{р.2зн}} = 9.96 \cdot 10^6$$

$$K_{\text{суммВар2}} := K_{\text{АСУТП}} + K_{\text{ОРУВар2}} = 1.286 \cdot 10^7$$

$$I_{\text{эксВар2}} := a_{\text{экс}} \cdot K_{\text{АСУТП}} = 2.03 \cdot 10^4$$

$$I_{\text{амВар2}} := a_{\text{амАСУТП}} \cdot K_{\text{АСУТП}} = 2.9 \cdot 10^5$$

$$I_{\text{прВар2}} := 0.3 (I_{\text{эксВар2}} + I_{\text{амВар2}}) + 0.03 \cdot K_{\text{АСУТП}} = 1.801 \cdot 10^5$$

$$I_{\text{Вар2}} := I_{\text{эксВар2}} + I_{\text{амВар2}} + I_{\text{прВар2}} = 4.904 \cdot 10^5$$

$$\omega_{1\text{сшВар2}} := 0.17$$

$$\omega_{2\text{сшВар2}} := 0.187$$

$$\omega_{\text{схВар2}} := 0.026$$

$$K_{1\text{СШВар2}} := 0.0007869$$

$$K_{2\text{СШВар2}} := 0.0008941$$

$$K_{\text{СХВар2}} := 0.0001075$$

$$T_{1\text{СШВар2}} := \frac{1}{\omega_{1\text{сшВар2}}} = 5.882$$

$$T_{2\text{СШВар2}} := \frac{1}{\omega_{2\text{сшВар2}}} = 5.348$$

$$T_{\text{СХВар2}} := \frac{1}{\omega_{\text{схВар2}}} = 38.462$$

$$Y_{\text{суммВар2}} := 6.727 \cdot 10^6$$

$$\Pi_{\text{ГодВар2}} := Y_{\text{сумм}} - Y_{\text{суммВар2}} = 3.513 \cdot 10^6$$

$$H_{\text{ГодВар2}} := 0.20 \cdot \Pi_{\text{ГодВар2}} = 7.026 \cdot 10^5$$

$$\Pi_{\text{ЧВар2}} := \Pi_{\text{ГодВар2}} - H_{\text{ГодВар2}} = 2.81 \cdot 10^6$$

$$K_{\text{т1Вар2}} := 0.4 K_{\text{суммВар2}} = 5.144 \cdot 10^6$$

$$K_{t2Bap2} := 0.6 K_{\text{суммBap2}} = 7.716 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{E}_{1\text{Bap2}} := \Pi_{\text{чBap2}} - K_{t1Bap2} - I_{\text{Bap2}} = -2.824 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{1.1\text{Bap2}} := \frac{\mathcal{E}_{1\text{Bap2}}}{(1 + E_H)^1} = -2.567 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{1\text{Bap2}} := \text{чДД}_{1.1\text{Bap2}} = -2.567 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{E}_{2\text{Bap2}} := \Pi_{\text{чBap2}} - K_{t2Bap2} - I_{\text{Bap2}} = -5.396 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{2.1\text{Bap2}} := \frac{\mathcal{E}_{2\text{Bap2}}}{(1 + E_H)^2} = -4.459 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{2\text{Bap2}} := \text{чДД}_{1\text{Bap2}} + \text{чДД}_{2.1\text{Bap2}} = -7.027 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{E}_{\text{Bap2}} := \Pi_{\text{чBap2}} - I_{\text{Bap2}}$$

$$\text{чДД}_{3.1\text{Bap2}} := \frac{\mathcal{E}_{\text{Bap2}}}{(1 + E_H)^3} = 1.743 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{3\text{Bap2}} := \text{чДД}_{2\text{Bap2}} + \text{чДД}_{3.1\text{Bap2}} = -5.284 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{4.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{Bap2}}}{(1 + E_H)^4} = 1.585 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{42} := \text{чДД}_{3\text{Bap2}} + \text{чДД}_{4.12} = -3.699 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{5.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{Bap2}}}{(1 + E_H)^5} = 1.441 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{52} := \text{чДД}_{42} + \text{чДД}_{5.12} = -2.259 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{6.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{Bap2}}}{(1 + E_H)^6} = 1.31 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{62} := \text{чДД}_{52} + \text{чДД}_{6.12} = -9.49 \cdot 10^5$$

$$\text{чДД}_{7.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{Bap2}}}{(1 + E_H)^7} = 1.191 \cdot 10^6$$

$$\text{чДД}_{72} := \text{чДД}_{62} + \text{чДД}_{7.12} = 2.416 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}ДД_{8.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^8} = 1.082 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{82} := \mathcal{C}ДД_{72} + \mathcal{C}ДД_{8.12} = 1.324 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{9.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^9} = 9.839 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}ДД_{92} := \mathcal{C}ДД_{82} + \mathcal{C}ДД_{9.12} = 2.308 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{10.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^{10}} = 8.945 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}ДД_{102} := \mathcal{C}ДД_{92} + \mathcal{C}ДД_{10.12} = 3.202 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{11.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^{11}} = 8.131 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}ДД_{112} := \mathcal{C}ДД_{102} + \mathcal{C}ДД_{11.12} = 4.015 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{12.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^{12}} = 7.392 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}ДД_{122} := \mathcal{C}ДД_{112} + \mathcal{C}ДД_{12.12} = 4.755 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{13.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^{13}} = 6.72 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}ДД_{132} := \mathcal{C}ДД_{122} + \mathcal{C}ДД_{13.12} = 5.427 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{14.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^{14}} = 6.109 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}ДД_{142} := \mathcal{C}ДД_{132} + \mathcal{C}ДД_{14.12} = 6.038 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{15.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^{15}} = 5.554 \cdot 10^5$$

$$\mathcal{C}ДД_{152} := \mathcal{C}ДД_{142} + \mathcal{C}ДД_{15.12} = 6.593 \cdot 10^6$$

$$\mathcal{C}ДД_{16.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}2}}{(1 + E_H)^{16}} = 5.049 \cdot 10^5$$

$$ЧДД_{162} := ЧДД_{152} + ЧДД_{16.12} = 7.098 \cdot 10^6$$

$$ЧДД_{17.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{сар}2}}{(1 + E_H)^{17}} = 4.59 \cdot 10^5$$

$$ЧДД_{172} := ЧДД_{162} + ЧДД_{17.12} = 7.557 \cdot 10^6$$

$$ЧДД_{18.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{сар}2}}{(1 + E_H)^{18}} = 4.173 \cdot 10^5$$

$$ЧДД_{182} := ЧДД_{172} + ЧДД_{18.12} = 7.974 \cdot 10^6$$

$$ЧДД_{19.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{сар}2}}{(1 + E_H)^{19}} = 3.793 \cdot 10^5$$

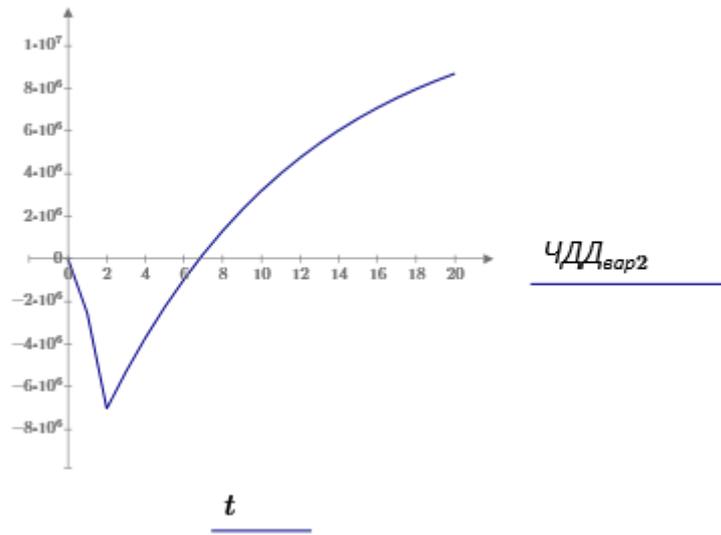
$$ЧДД_{192} := ЧДД_{182} + ЧДД_{19.12} = 8.353 \cdot 10^6$$

$$ЧДД_{20.12} := \frac{\mathcal{E}_{\text{сар}2}}{(1 + E_H)^{20}} = 3.449 \cdot 10^5$$

$$ЧДД_{202} := ЧДД_{192} + ЧДД_{20.12} = 8.698 \cdot 10^6$$

$$ЧДД_{\text{сар}2} := \begin{bmatrix} 0 \\ ЧДД_{1\text{сар}2} \\ ЧДД_{2\text{сар}2} \\ ЧДД_{3\text{сар}2} \\ ЧДД_{42} \\ ЧДД_{52} \\ ЧДД_{62} \\ ЧДД_{72} \\ ЧДД_{82} \\ ЧДД_{92} \\ ЧДД_{102} \\ ЧДД_{112} \\ ЧДД_{122} \\ ЧДД_{132} \\ ЧДД_{142} \\ ЧДД_{152} \\ ЧДД_{162} \\ ЧДД_{172} \\ ЧДД_{182} \\ ЧДД_{192} \\ ЧДД_{202} \end{bmatrix}$$

Продолжение приложения Д



$$ИДД_2 := \frac{ЧДД_{202}}{K_{суммВар2}} + 1 = 1.676$$