

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
« _____ » _____ 2022 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Развитие электрических сетей Совгаванского района Хабаровского края с применением инновационных технологий для электрификации железной дороги

Исполнители
студент группы 042ом

(подпись, дата)

Д. Г. Николайчук

Руководитель
профессор, к.т.н.

(подпись, дата)

Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской программы

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, к.т.н.

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Рецензент

(подпись, дата)

Благовещенск 2022

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
« _____ » _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

К магистерской диссертации Николайчук Дениса Георгиевича

1. Тема магистерской диссертации Развитие электрических сетей Совгаванского района Хабаровского края с применением инновационных технологий для электрификации железной дороги

(утверждено приказом от 07.02.2022 № 228-Уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 01.06.2022

3. Исходные данные к работе Материалы преддипломной практики

4. Содержание магистерской диссертации (перечень подлежащих разработке вопросов) Анализ состояния и режима работы электрических сетей, оценка направлений инновационного развития сети, инновационный подход к проектированию подстанции, инвестиционная привлекательность проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Приложение А Расчёты режимов в RASTRWIN; Приложение Б Технико-экономические расчёты; Приложение В Расчёт надёжности.

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

7. Дата выдачи задания 08.02.2022

Руководитель магистерской диссертации Мясоедов Юрий Викторович, канд. техн. наук, профессор

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

Задание принял к исполнению _____

(подпись студента/дата)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 153 страниц, 30 таблиц, 16 рисунков, 67 формул, 50 источников, 3 приложения

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, НАДЕЖНОСТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТЯГОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРТЫ, АНАЛИЗ, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, СЕТЬ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ЗАТРАТЫ, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ

В магистерской диссертации рассматривается электрическая сеть Советско-Гаванского района Хабаровского края с целью комплексного анализа работы Хабаровских северных электрических сетей напряжением 110, 35 кВ, включающего анализа режимов работы сети, структурный анализ потерь и технического состояния основного оборудования.

Для решения поставленной цели рассматривались, варианты развития сети при подключении новой нагрузки, проводилась технико-экономическое сравнение предложенных вариантов. Также были рассчитаны режимы для существующей электрической сети и предлагаемых вариантов её развития. На основании проведенных расчетов был выбран оптимальный режим, выбрано инновационное оборудование, проведена оценка надежности электроснабжения тяговой подстанции. Также были просчитаны и проанализированы установившийся и послеаварийный режимы.

Выполненный экономический расчёт показал эффективность проекта, срок окупаемости которого составит 4 года.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ состояния и режима работы электрических сетей Советско-Гаванского района Хабаровского края	10
1.1 Энергоэкономическая и климатогеографическая характеристика района проектирования	10
1.2 Структурный анализ существующей электрической сети	14
1.2.1. Характеристика источников питания	15
1.2.2. Описание существующей электрической сети	17
1.2.3. Режим работы электрической сети	20
1.2.4. Характеристика потребителей	26
Выводы	28
2 Оценка направлений инновационного развития электрической сети и выбор оптимального варианта	30
2.1 Выбор вариантов подключения ПС Совгавань-тяговая к электрической сети	31
2.2 Проверка выбранного класса номинального напряжения	35
2.3 Компенсация реактивной мощности	36
2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции	39
2.5 Выбор сечений проводов ЛЭП	41
2.6 Техничко-экономический анализ выбранных вариантов	43
2.7 Сравнение приведенных затрат	48
Выводы	48
3 Реализация инновационного подхода к проектированию ПС Совгавань-тяговая	50
3.1 Выбор схемы подстанции	50
3.2 Расчет токов коротких замыканий	54

3.3 Выбор инновационного оборудования	59
3.4 Оценка надежности работы подстанции	76
Выводы	103
4 Оценка инвестиционной привлекательности проекта	105
4.1 Методы оценки эффективности инвестиционного проекта	107
4.2 Расчет чистого дисконтированного дохода	109
Выводы	113
Заключение	114
Библиографический список	115
Приложение А Расчеты режимов в RASTRWIN	121
Приложение Б Техничко-экономические расчеты	141
Приложение В Расчет надежности	151

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСУ – автоматизированные системы управления

БСК – батарея статических компенсаторов;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВСТО – Восточная Сибирь – Тихий океан;

ДГК – Дальневосточная генерирующая компания;

КУ – компенсирующее устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РДУ – региональное диспетчерское управление;

РУ – распределительное устройство;

РЖД – Российские железные дороги;

СГТЭЦ – Совгаванская теплоэлектроцентраль;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

Хабаровские СЭС – Хабаровские Северные электрические сети;

ТОР – территория опережающего развития;

ЭЭС – электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на основании энергетической стратегии уделяется особое внимание обеспечению потребностей социально-экономического развития страны достаточными по объему, номенклатуре и качеству энергетическими услугами и продукцией [1]. Поэтому внедрение данной стратегии в дальневосточном регионе на сегодняшний день является эффективным с точки зрения народного хозяйства.

Экономика Хабаровского края представляет собой хозяйство, включающее такие виды деятельности, как сельское и лесное хозяйство, добычу полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды, транспорт и связь, строительство, оптовую и розничную торговлю, здравоохранение и предоставление социальных услуг, образование.

Хабаровский край по совокупности природно-климатических, географических условий и прочим факторам является инвестиционно привлекательным регионом. Преобладание транспорта в структуре ВРП региона определяется транзитным положением Хабаровского края, через территорию которого проходят основные транспортные артерии, соединяющие центральную часть страны и Сибирь с дальневосточными портами и пограничными переходами (Транссиб, БАМ, ВСТО).

Крупнейшими промышленными предприятиями края являются: авиационный завод в г. Комсомольск-на-Амуре, Амурский судостроительный завод, Хабаровский и Комсомольский НПЗ, завод «Амурсталь» (ООО «Торэкс-Хабаровск»). Протяжённость автомобильных дорог регионального и межмуниципального значения Хабаровского края составляет 3980,6 км. Крупнейшим портом региона является: порт Ванино, входящий в Ванино-Совгаванский транспортно-промышленный узел.

Цель работы – решение вопросов электрификации железной дороги на основе инновационных подходов развития электрических сетей.

Актуальность заключается в повышении качества, надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей в условиях ввода новых генерирующих мощностей, что послужит одним из благоприятных условий для привлечения инвестиций, обуславливающих динамичное развитие экономики.

Научная новизна – использование инновационных подходов при электрификации железной дороги.

Объект исследования – электрические сети Советско-Гаванского района Хабаровского края.

Предмет исследования – инновационное развитие электрических сетей Советско-Гаванского района Хабаровского края.

Для достижения поставленной цели необходимо реализовать следующие задачи:

1. Структурный и режимный анализ существующей электрической сети Советско-Гаванского района Хабаровского края;
2. Выявление «проблемных» участков;
3. Разработка нескольких вариантов развития электрической сети;
4. Расчёт токов короткого замыкания;
5. Выбор современного инновационного оборудования;
6. Определение объема необходимых затрат на реализацию проекта;
7. Оценка надежности электроснабжения

Для решения поставленных задач в магистерской диссертации используются следующие подходы:

1. Анализ района проектирования;
2. Создание математической модели существующей электрической сети, вариантов её развития, их анализ;

3. Разработка вариантов конфигурации проектируемой части электрической сети и их анализ, опираясь на методики проектирования;
4. Выбор номинального напряжения для вновь вводимых участков сети, анализ уровней напряжений существующей сети;
5. Разработка метода выбора мощности и мест размещения средств компенсации реактивных нагрузок в проектируемой части сети согласно нормируемому значению коэффициента реактивной мощности и оптимизации режима работы всей сети в целом;
6. Выбор параметров линий электропередачи при развитии электрической сети из условий пропускной способности проводников;
7. Выбор типов и параметров вновь вводимого оборудования;
8. Оценка надежности функционирования электрической сети;
9. Оценка методов принятия решений.

Магистерская диссертация была разработана с использованием следующих программных продуктов:

1. Microsoft Visio 2013;
2. Microsoft Office Word 2013;
3. Microsoft Office Excel 2013 г;
4. Mathcad 14.0;
5. ПВК RastrWin 3.

Планируемые результаты – надежная эффективная электрическая сеть, обеспечивающая устойчивое и бесперебойное электроснабжение железной дороги.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ СОВЕТСКО-ГАВАНСКОГО РАЙОНА ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

1.1 Энергоэкономическая и климатогеографическая характеристика района проектирования

Советско-Гаванский район расположен на побережье Татарского пролива Японского моря. Практически всё население района компактно проживает на берегу залива Советская Гавань в северо-восточной части района, в городской агломерации. Площадь района — 15,6 тысяч км², что составляет 1,98 % территории Хабаровского края.

На севере Советско-Гаванский район граничит с Ванинским районом, на западе — с Нанайским районом (межрайонная граница проложена по водоразделу рек восток-запад, то есть по высочайшим вершинам гор), на юге — с Тернейским районом Приморского края. На востоке граница района проходит по побережью Татарского пролива, который отделяет его от острова Сахалин.

Вся территория района - горная. Значительную часть территории района занимает восточный макросклон хребта Сихотэ-Алинь. На юго-запад от агломерации вдоль береговой черты простирается хребет Советский с отметками до 560 м (гора Советская).

Советско-Гаванский район приравнен к районам Крайнего Севера. Климат — муссонный, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг.

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа. Зима в районе — продолжительная, малоснежная, суровая. Средняя температура января от -22°C на юге и до -40°C на севере, на побережье от -18°C до -24°C . Абсолютный минимум температуры даже на юге края достигает

–50 °С. Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге +20 °С, на севере около +15 °С.

Годовая сумма осадков колеблется от 400—600 мм на севере и до 600—800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге района до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

Для большей наглядности и удобства покажем сводные данные по рассматриваемому району в таблице 1.

Таблица 1 – Сводные данные по району

Наименование	Значение
Район по гололеду:	Четвертый
Район по ветровому давлению:	Третий
Почва:	Суглинок, супесь
Среднегодовая температура:	4
Минимальная температура:	– 45
Максимальная температура:	40
Глубина промерзания грунта:	1,5 м

Регион обладает развитой инвестиционной инфраструктурой: у нас действуют три территории опережающего развития – «Комсомольск», «Хабаровск» и «Николаевск». На Ванинский и Советско-Гаванский районы распространен режим Свободного порта. Преференции, которые предлагают ТОР и Свободный порт, позволяют привлекать бизнес, способствуют производству конкурентных товаров.

Преимуществом Хабаровского края является выгодное географическое положение. Наша территория занимает ключевые позиции в единой транспортной системе Дальнего Востока. Именно здесь пересекаются пути из Азии в Европу.

Дальневосточная железная дорога является основой транспортной системы региона, имеющего благоприятные условия для внутренних и внешних перевозок за счет выхода к крупным морским портам. Стратегия развития Дальнего Востока предполагает реализацию крупных проектов, связанных с развитием морских терминалов, что способствует увеличению объемов грузов, перевозимых в направлении морских портов и обратно. В настоящее время лимит пропускной способности Дальневосточной дороги уже на пределе, существующая система транспортных коммуникаций не успевает осваивать весь объем предъявляемого к перевозке груза [2].

В сложившихся условиях остро назрел вопрос комплексной модернизации железнодорожной инфраструктуры, которая позволит значительно увеличить провозную и пропускную способность БАМа и Транссиба. Одним из перспективных является Ванино-Совгаванский транспортный узел. На рисунке 1 показан ожидаемый рост грузооборота Ванино-Совгаванского транспортного узла к 2024 г. составил 30 млн т (300 %).

Выполнение данной амбициозной задачи невозможно без модернизации железной дороги Комсомольск-на-Амуре – Советская Гавань и Волочаевка-2 – Комсомольск-на-Амуре, по которой доставляются эти грузы. Здесь необходимо построить вторые и обгонные пути, спрямить имеющиеся пути за счет постройки туннелей и мостов, и самое главное, провести электрификацию этих двух участков железной дороги [1, 2].

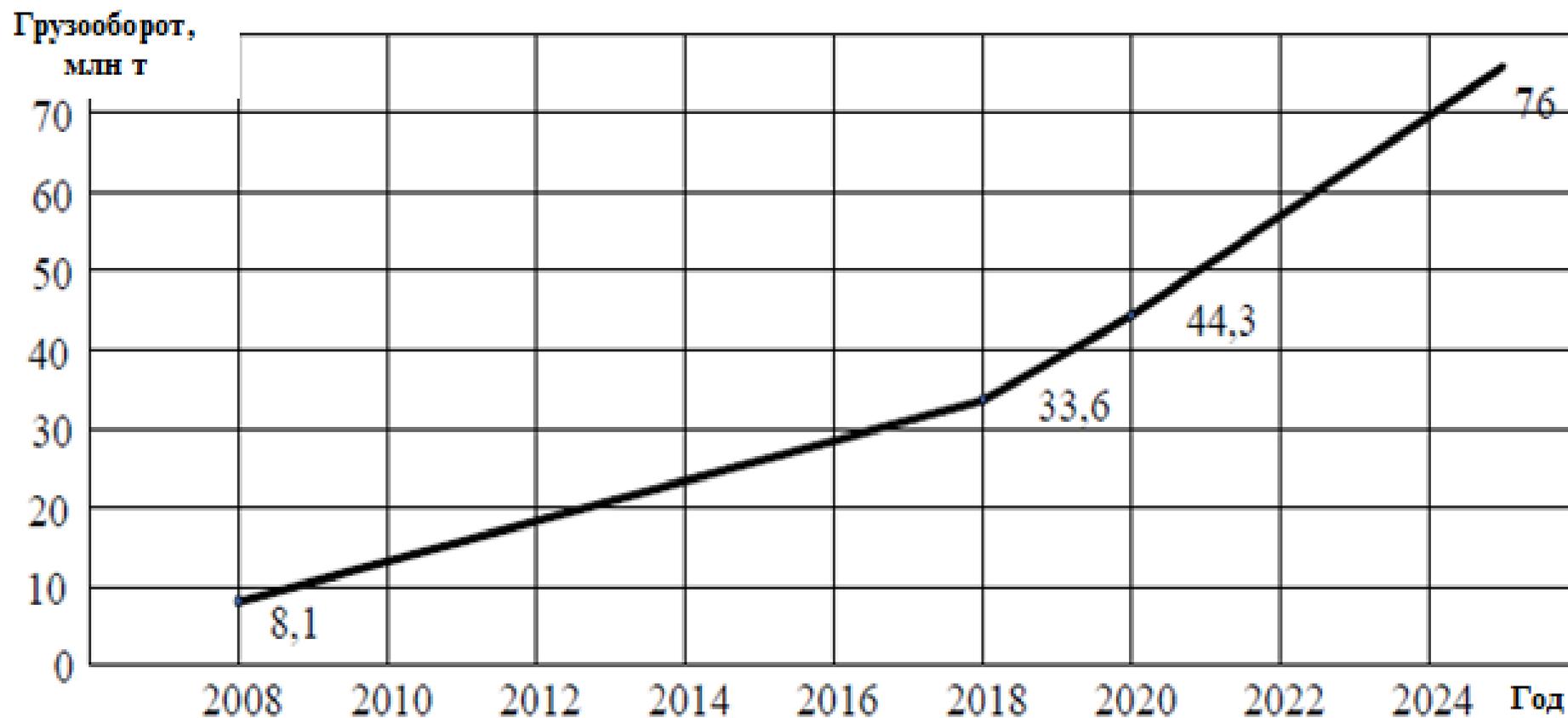


Рисунок1 Ожидаемый рост грузооборота Ванино – Советско-Гаванского узла к 2024 году

1.2 Структурный анализ существующей электрической сети

Энергосистема Хабаровского края входит в состав Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока. Значительная часть территории региона (в основном на севере края) входит в зону децентрализованного электроснабжения.

На территории энергосистемы Хабаровского края основной генерирующей компанией является филиал ПАО «Русгидро» АО «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК») «Хабаровская генерация». Филиал АО «ДГК» «Хабаровская генерация» эксплуатирует следующие электрические станции: Хабаровскую ТЭЦ-1, Хабаровскую ТЭЦ-3, Комсомольскую ТЭЦ-2, Комсомольскую ТЭЦ-1, Комсомольскую ТЭЦ-3, Амурскую ТЭЦ-1, Майскую ГРЭС, Совгаванскую ТЭЦ (СГТЭЦ) (введена в эксплуатацию в 2020 году).

Передачу и распределение электроэнергии на территории Хабаровского края осуществляют электросетевые компании: филиал ПАО «Россети» «ФСК ЕЭС» - Хабаровское ПМЭС, филиал ПАО «Русгидро» АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети.

В зону обслуживания филиала ПАО «Россети» «ФСК ЕЭС» - Хабаровское ПМЭС входят магистральные электрические сети и подстанции напряжением 220-500 кВ на территории Хабаровского края и Еврейской автономной области.

В зону обслуживания филиала ПАО Русгидро АО «ДРСК» Хабаровские электрические сети входят распределительные сети и подстанции напряжением 110-0,4 кВ на территории Хабаровского края.

На территории Хабаровского края действует филиал ПАО «Дальневосточная энергетическая компания» - «Хабаровскэнергосбыт».

Оперативно-диспетчерское управление объектами электроэнергетики на территории Хабаровского края осуществляет филиал АО «СО

ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области» - Хабаровское РДУ.

1.2.1. Характеристика источников питания.

Карта-схема электрических сетей Советско-Гаванского района представлена на рисунке 2.

СГТЭЦ является единственным источником генерации в исследуемом районе. Она одна из самых современных электростанций России, введена в эксплуатацию в 2020 году. Принадлежит ПАО «РусГидро».

СГТЭЦ представляет собой тепловую паротурбинную электростанцию с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Установленная мощность электростанции — 126 МВт, тепловая мощность — 200 Гкал/час, проектная среднегодовая выработка электроэнергии — 630 млн кВтч. Тепловая схема станции выполнена с поперечными связями по основным потокам пара и воды. Проектное топливо — каменный уголь марки Г (газовый) Ургальского месторождения. Основное оборудование станции включает в себя два турбоагрегата мощностью по 63 МВт, каждый из которых включает в себя турбину Т-63-13/0,25 и генератор с воздушным охлаждением ТФ-63-2УЗ. Пар для турбоагрегатов вырабатывают три котла Е-210-13,8-560 с естественной циркуляцией воды. Система водоснабжения — оборотная, с использованием вентиляторной градирни СВГ-324-3 (С - сборная, В - вентиляторная, Г - градирня). Станция оборудована электрофильтрами с эффективностью 99,6 % и дымовой трубой высотой 150 м.

Выдача электроэнергии в энергосистему производится с открытого распределительного устройства напряжением 110 кВ по следующим линиям электропередачи:

- ВЛ 110 кВ СГТЭЦ — ПС Окоча (2 цепи);
- ВЛ 110 кВ СГТЭЦ — ПС Ванино (2 цепи);
- ВЛ 110 кВ СГТЭЦ — ПС Эгге.

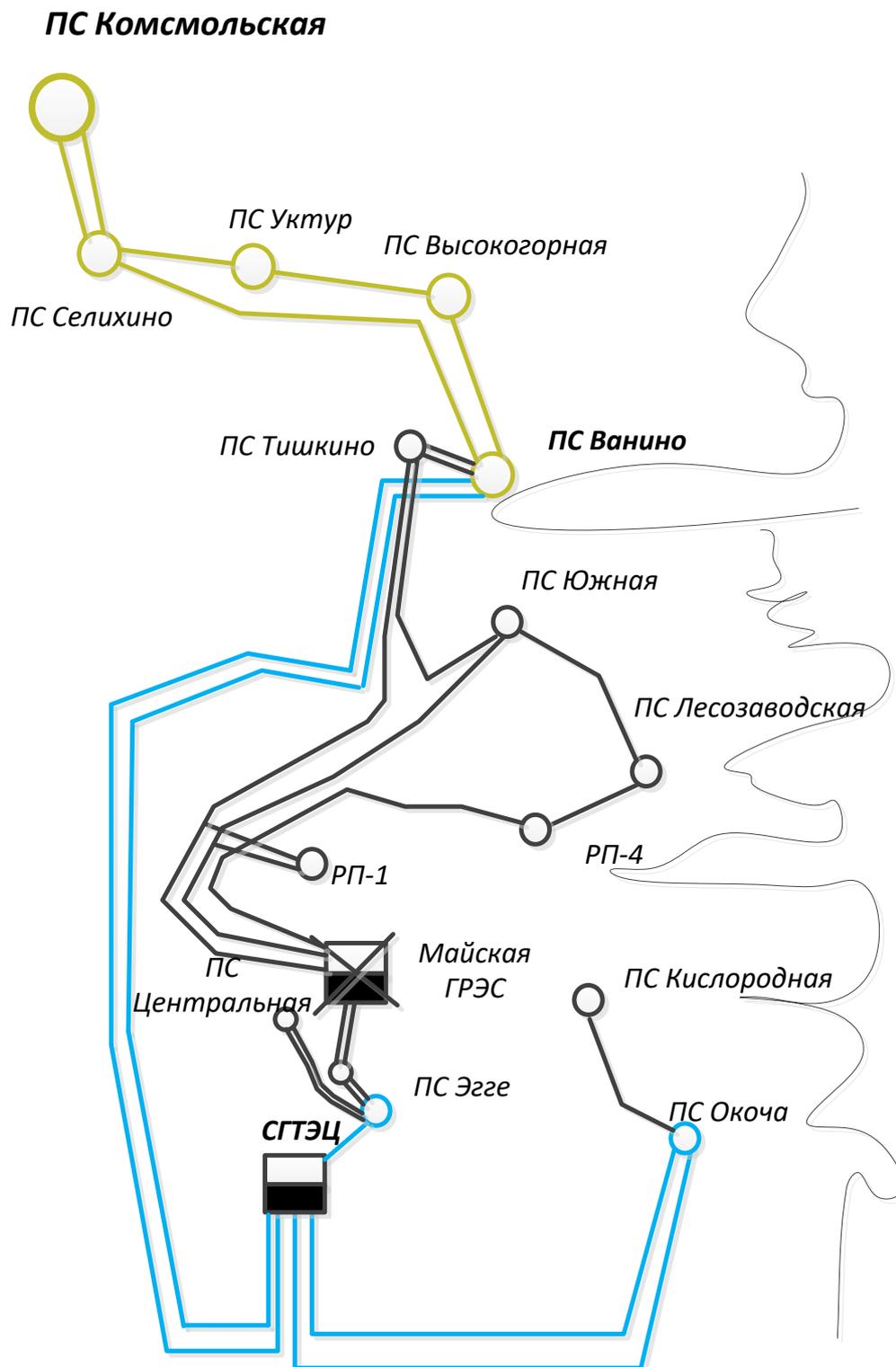


Рисунок 2 Карта-схема электрических сетей Советско-Гаванского района

ПС-500/220/110/10 Комсомольская является источником питания района проектирования. Связь с ОЭС Востока осуществляется по следующим ВЛ-220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Комсомольская — ПС Селихино (2 цепи);

- ВЛ 220 кВ Селихино — ПС Уктур;
- ВЛ 220 кВ Уктур — ПС Высокогорная;
- ВЛ-220 кВ Высокогорная – ПС Ванино;
- ВЛ-220 кВ Селихино – ПС Ванино.

1.2.2 Описание существующей электрической сети

Общее количество линий 220 кВ - 6 шт., 110 кВ – 5 шт., ВЛ-35 кВ – 19 шт.; ПС-500 кВ – 1 шт., ПС-220 кВ – 4 шт., ПС-110 кВ – 2 шт., ПС-35 кВ – 12 шт. Основные технические характеристики оборудования приведены в Таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Технические характеристики ВЛ-220,110 кВ

У,к В	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год со- ору же- ния	Общая длина ЛЭП по цепям	Марка прово- да/кабел я	Срок службы по со- стоянию на 2021 г, лет	Из- нос, %
1	2	3	4	5	6	7
220	Комсомольская – Се- лихино №1	1974 1979 1985	55,98	АС- 400/93	47	35
220	Комсомольская – Се- лихино №2	2019	56	АС- 300/40	2	-
220	Высокогорная – Ва- нино	1990	192,08	АС- 300/39	31	19
220	Селихино – Ванино	2019	329,7	АС- 300/39	2	-
220	Селихино – Уктур	1986	74,55	АС- 300/39	35	21

Продолжение Таблицы 2						
1	2	3	4	5	6	7
220	Уктур – Высокогор- ная	1986	66,42	АС- 300/39	35	24
110	СГТЭЦ – Окоча №1	2019	14	АС-240	2	-
110	СГТЭЦ – Окоча №2	2019	14	АС-240	2	-
110	СГТЭЦ – Ванино №1	2019	37,4	АС-240	2	-
110	СГТЭЦ – Ванино №2	2019	37,4	АС-240	2	-
110	СГТЭЦ - Эгге	2019	3,23	АС-240	2	-

Таблица 3 – Технические характеристики ПС- 500, 220, 110 кВ

U,к В	Наименова- ние ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ, Ун, кВ (ВН/СН/НН)	Тип, мощ- ность	Год изго- тов- ления	Срок служ- бы	Из- нос , %
1	2	3	4	5	6	7
500	Комсомоль- ская	АТ- 1 500/220/10	3хАОДЦТН- 167000/500/22 0/10	1985	36	23
500	Комсомоль- ская	АТ- 3 220/110/10	АТДЦТН- 63000/220/110/ 10	1989	32	20
500	Комсомоль- ская	АТ- 4 220/110/10	АТДЦТН- 125000/220/11 0/10	2005	16	15
220	Ванино	АТ- 1 220/110/10	АТДЦТН- 125000/220/11 0/10	1988	33	17

Продолжение Таблицы 3						
1	2	3	4	5	6	7
220	Ванино	АТ- 2 220/110/10	АТДЦТН- 125000/220/11 0/10	2019	2	-
220	Ванино	Т-3110/35/10	ТДТН- 40000/110/35/1 0	1988	33	19
220	Ванино	Т-4110/35/10	ТДТН- 40000/110/35/1 0	1988	33	18
220	Высокогор- ная	Т-1 220/35/10	ТДТН- 25000/220/35/1 0	1977	44	43
220	Высокогор- ная	Т-2 220/35/10	ТДТН- 25000/220/35/1 0	1986	35	40
220	Селихино	АТ- 1 220/110/10	АТДЦТН- 63000/220/110/ 10	1982	39	28
220	Селихино	Т-2 220/110/10	ТДТН- 16000/110/35/1 0	1984	37	33
220	Уктур	2-Т 230/38,5/11	ТДТН- 10000/220/10	2003	18	11
110	Эгге	Т-1 110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/1 0	2019	1	-

Продолжение Таблицы 3						
1	2	3	4	5	6	7
110	Эгге	T-2 110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/1 0	2019	1	-
110	Окоча	T-1 110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/1 0	2019	1	-
110	Окоча	T-2 110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/1 0	2019	1	-

1.2.3 Режим работы электрической сети

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Электрический расчет режимов работы сети выполнен с целью:

- дальнейшего выбора оптимальной схемы, которая позволит обеспечить надежность функционирования изолированного района в любой период суток и года как при всех отходящих линиях, так и при отключении одной из линий;

- проверка выполнения требований к уровням напряжения и при необходимости выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

В магистерской диссертации для анализа режимной ситуации работы электрической сети использован программный комплекс RastrWin.

Программный комплекс позволяет решать широкий спектр задач: расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0.4 до 1150 кВ); полный

расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети); расчет установившихся режимов с учетом отклонения частоты (без балансирующего узла); контроль исходной информации на логическую и физическую непротиворечивость; эквивалентирование (упрощение) электрических сетей; оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности; структурный анализ потерь мощности – по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения и т.д [3].

При расчёте режимы для задания ветвей использованы каталожные данные сопротивлений и проводимостей сталеалюминиевых проводов или кабелей, а также трансформаторов [4].

Для анализа режимной ситуации использовались данные зимних и летних контрольных замеров 2021 года режимной службы АО «ДРСК». Все расчеты в ПВК RastrWin представлены в Приложении А.

Таблица 4 - Загрузка трансформаторов ПС в режиме максимальных нагрузок

U,кВ	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ, Uн, кВ (ВН/СН/НН)	Тип, мощность	S, МВА	S, %
1	2	3	4	5	6
500	Комсомольская	АТ-1 500/220/11	3хАОДЦТН-167000/500/220/10	89	59,3
500	Комсомольская	АТ-3 220/110/11	АТДЦТН-63000/220/110/10	31,8	50,5
500	Комсомольская	АТ-4 220/110/11	АТДЦТН-125000/220/110/10	61,8	49,4

Продолжение Таблицы 4					
1	2	3	4	5	6
220	Ванино	АТ-1 220/110/10	АТДЦТН- 125000/220/110/10	26	20,8
220	Ванино	АТ-2 220/110/10	АТДЦТН- 125000/220/110/10	38	30,4
220	Ванино	Т-3110/35/10	ТДТН- 40000/110/35/10	18,9	47,3
220	Ванино	Т-4110/35/10	ТДТН- 40000/110/35/10	18,9	47,3
220	Высокогорная	Т-1 220/35/10	ТДТН- 25000/220/35/10	5,6	22,2
220	Высокогорная	Т-2 220/35/10	ТДТН- 25000/220/35/10	5,6	22,2
220	Селихино	АТ-1 220/110/10	АТДЦТН- 63000/220/110/10	7,1	11,3
220	Селихино	Т-2 220/110/10	ТДТН- 16000/110/35/10	-	-
220	Уктур	2-Т 230/38,5/11	ТДТН- 10000/220/10	1	10
110	Эгге	Т-1 110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/10	3,4	13
110	Эгге	Т-2 110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/10	4	16
110	Окоча	Т-1 110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/10	6,2	25
110	Окоча	Т-2 110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/10	7	28

Таблица 5 Загрузка линий в режиме максимальных нагрузок

У,к В	Диспетчерское наименование ЛЭП	I доп расч, А	I, А	Iзагр, %	S, МВА	S, %
220	Комсомольская – Селихино №1	1000	77	7,7	25,9 - j19,1	32, 2
220	Комсомольская – Селихино №2	1000	82	8,2	25,9 - j22,4	34, 2
220	Высокогорная – Ванино	320	63	19,7	23,9 + j10,3	26
220	Селихино – Ванино	1000	98	9,8	27,7 - j24,2	36, 8
220	Селихино – Уктур	320	77	24,1	30,6 + j10,1	32, 2
220	Уктур – Высокогорная	320	86	26,9	29,5 + j19,9	35, 6
110	СГТЭЦ – Окоча №1	170	16	9	7 + j5	9,3
110	СГТЭЦ – Окоча №2	170	18	9,5	8,1 + j5,2	10, 1
110	СГТЭЦ – Ванино №1	170	24	13	12,2 + j7,3	15, 3
110	СГТЭЦ – Ванино №2	170	25	10,5	10,3 + j6	10, 1
110	СГТЭЦ - Эгге	170	8	4	4,1 + j2,1	5,3

Потери электроэнергии в электрических сетях - важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливей

свидетельствует о накапливающимся проблемах, которые требуют безотлагательных решений в развитии, реконструкции и техническом перевооружении электрических сетей, совершенствовании методов и средств их эксплуатации и управления, в повышении точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п [5].

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям.

Расчеты потери активной и реактивной в районе проектирования представлены в таблицах 6, 7 соответственно.

Таблица 6 – Потери активной мощности электрической сети

$P_{г}$, МВт	ΔP , МВт	Δ , %	$P_{нагр}$, МВт	$P_{лэп}$, МВт	$P_{тр}$, МВт	$P_{пост}$, МВт
86	2,41	2,8	1,54	1,10	0,44	0,87

Таблица 7 – Потери реактивной мощности электрической сети

$Q_{г}$, МВар	ΔQ , МВар	Δ , %	$Q_{нагр}$, МВар	$Q_{лэп}$, МВар	$Q_{тр}$, МВар	$Q_{пост}$, МВар
24	2,85	11,9	13,24	2,81	10,43	-86,35

Согласно ГОСТ-32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», отклонение напряжения на шинах подстанций не должно превышать 10% [5,6]. Результаты расчета отклонений напряжения приведены в таблице 8.

Таблица 8– Отклонение напряжения в узлах в максимальном режиме

Название узла	U_ном, кВ	U, кВ	ΔU , %
1	2	3	4
Ванино 220/110	220	235,8	7,2
Ванино 2АТ	220	236,0	7,3
Ванино 1АТ	220	235,8	7,2
Уктур 220/35/10	220	234,0	6,3
Высокогорная 220/35	220	234,0	7,2
Селихино 220/110	220	232,4	5,6
Ванино 220/110	110	116,6	6,0
СГТЭЦ сш-110	110	118,0	7,5
Окоча 110/35/10	110	117,5	6,9
Эгге 110/35/10	110	118,3	7,6
Эгге 1Т	35	38,4	9,8
Центральная 35/10	35	37,6	7,5
Строительная 35/10	35	34,5	8,4
Терминал 35/10	35	37,9	8,2
Токи 35/10	35	38,1	8,9
Майская ГРЭС 1сш	35	36,8	5,0
Майская ГРЭС 2сш	35	36,8	5,0
Восток 35/10	35	38,1	8,2
Городская 35/10	35	37,9	8,3
Кислородная 35/10	35	38,0	8,8
Южная 35/10	35	37,1	6,0
Тишкино 35/10	35	37,8	8,1
РП-1 35/10	35	36,8	5,1
РП-4 35/10	35	36,8	5,1

Монгохто 35/10	35	37,4	6,8
Продолжение Таблицы 8			
1	2	3	4
Лесозаводская 35/10	35	37,1	5,9
Окоча 110/35/10 1сш	10	10,7	7,3
Окоча 110/35/10 2сш	10	10,9	8,6
Эгге 110/35/10 1сш	10	10,9	9,3
Эгге 110/35/10 2сш	10	10,9	9,3
Ванино 220/110/10 1сш	10	10,9	9,5
Ванино 220/110/10 2сш	10	10,7	7,2
Ванино 220/110/10 3сш	10	10,7	7,2

1.2.4. Характеристика потребителей

Потребителями, составляющими наибольшую долю в электропотреблении Советско-Гаванского района, являются: сфера услуг (около 22 %) и население (около 18 %). Также велико влияние собственных и производственных нужд электростанций (около 13 %) и предприятий обрабатывающей промышленности (около 17 %). Структура электропотребления на территории Советско-Гаванского района за 2021 год показана на рисунке 3.

Наиболее значительные темпы прироста отмечаются в 2019 - 2021 годы, что обусловлено, главным образом, ростом производства в металлургическом секторе, а также увеличением объёмов перекачки нефти по трубопроводу ВСТО и ростом потребления со стороны электрифицированного железнодорожного транспорта в результате увеличения объёмов грузоперевозок по Транссибирской магистрали.

Наиболее крупные потребители представлены в таблице 9 предприятиями в основном обрабатывающей промышленности и транспорта [2].

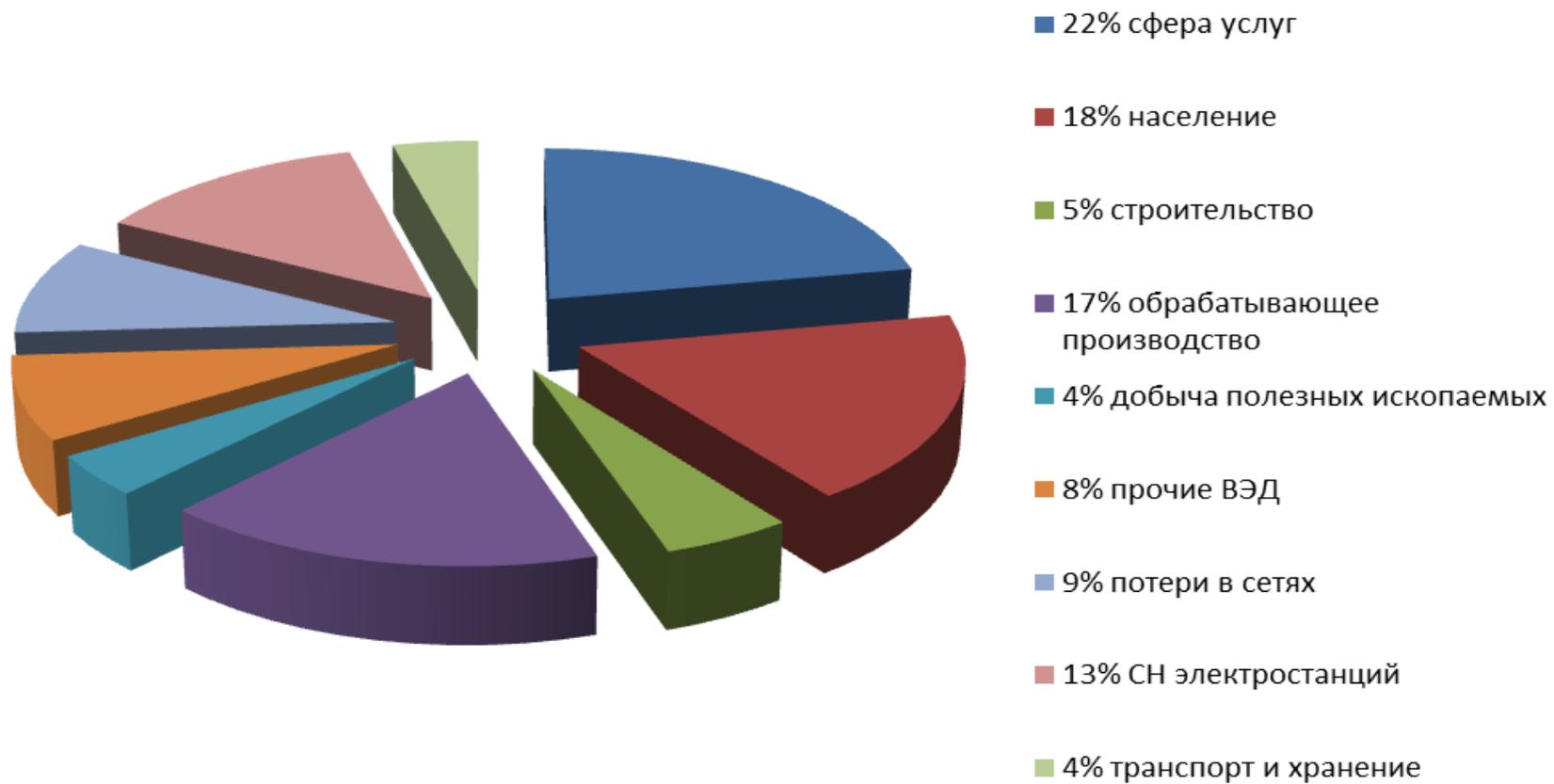


Рисунок 3 Структура электропотребления на территории Советско-Гаванского района за 2021 год

Таблица 9. Перечень крупных потребителей электроэнергии в Советско-Гаванском районе, млн кВтч.

Наименование потребителя	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г
ООО Русэнергосбыт (ОАО РЖД)	662,9	689,5	709,6	732,4	750,4
АО "Ургалуголь"	109,3	124,8	134,4	167,8	182,8
ООО "Транснефтьэнерго" (НПС-34)	98,9	99,2	90,3	104,1	94,1
ООО "Транснефтьэнерго" (НПС-36)	50,5	52,7	50,5	59,5	61,4
ООО "Транснефть - ДВ" НПС-1,2,3	0	0	0	27,4	33,8

К потребителям, имеющие 1 категорию надежности, относятся объекты трубопроводного транспорта НПС-34, НПС-36, НПС-1,2,3, РЖД [7].

Выводы

Анализ возрастной структуры ЛЭП и трансформаторного оборудования подстанций 110 кВ и выше показал, что по состоянию на 01.01.2021: 75 % ЛЭП напряжением 220 кВ имеют срок службы 35 лет и более. Средний возраст ЛЭП 220 кВ составил 33 года; 75 % ПС 220 кВ эксплуатируются с трансформаторами со сроком службы 30 лет и более. Средний возраст установленных трансформаторов с ВН 500 кВ – 15 лет, с ВН 220 кВ – 26 лет. Износ оборудования составляет от 11% до 43%, что говорит об его удовлетворительном рабочем состоянии в целом.

Большая протяженность воздушных линий электропередачи (35 %) не позволяет обеспечить в полной мере надежное электроснаб-

жение потребителей, а также приводит к росту технологических потерь электроэнергии в сети. Из шести ВЛ-220 кВ две линии являются радиальными, что в ремонтной схеме сети при аварийном отключении одной из них приводит к выделению энергорайона на изолированную работу, что снижает надежность потребителей и схему выдачи мощности СГТЭЦ.

В результате сравнения расчётных значений токов со значениями экономических токовых интервалов и длительно допустимых токов получили следующие выводы: отсутствие токовых перегрузок Т/АТ на ПС 110 кВ и выше в исследуемом районе в режиме зимнего максимума нагрузки (в нормальной схеме); отсутствие токовых перегрузок линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше в исследуемом районе в режиме максимума

Расчет показал, что потери в электрической сети как активной, так и реактивной мощности находятся в пределах допустимых значений. Однако, большие нагрузочные потери активной мощности в линиях и реактивной мощности в трансформаторах говорят о неоптимальности их загрузки и о низкой эффективности работы. Проведенный анализ токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов позволил определить наличие запаса по пропускной способности линии и резерва трансформаторной мощности для подключения новых потребителей.

Процент отклонения напряжения при максимальных нагрузках ни в одном узле не превысил 10 %, а в большинстве своем – даже 5 %. Все показатели качества электроэнергии соответствуют нормам ГОСТ-32144-2013.

Анализ характеристик потребителей в районе проектирования выявил наличие потребителей 1 категории, что должно быть обязательно учтено при проектировании в плане обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения.

2 ОЦЕНКА НАПРАВЛЕНИЙ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

Выбор направления развития электрической сети и рациональной схемы производится на основе технико-экономического сопоставления технически осуществимых вариантов. Сопоставляемые варианты обязательно должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования, а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, в зависимости от категорийности потребителей электроэнергии.

Принципы составления вариантов схем конфигурации электрической сети [8]:

- варианты вычерчиваются в масштабе с учетом длин и количества цепей, длина с учётом коэффициента трассы;
- разработку вариантов следует начинать с наиболее простых, требующих минимальное число трансформаций и наименее сложных РУ ПС;
- обязательно учитывается категорийность потребителей;
- применение двух классов номинального напряжения для разных частей схемы экономически оправдано, если проектируемая сеть состоит из протяжённых ЛЭП и питающегося от неё подрайона, в котором длины линий намного меньше;
- в разомкнутых сетях не должно быть обратных перетоков мощности;
- разветвление электрической сети целесообразно делать на ПС;
- в кольцевых сетях не рекомендуется использовать участки разного номинального напряжения, из-за возникновения уравнивающих токов;
- магистральные и радиальные сети по сравнению с кольцевыми характеризуются большей протяжённостью ВЛ в одноцепном исполне-

нии, но менее сложными схемами ПС, меньшей стоимостью потерь, кольцевые схемы обладают большей гибкостью, надёжностью, но более сложными схемами РУ и большими потерями.

2.1 Выбор вариантов подключения ПС Совгавань-тяговая к электрической сети

При разработке вариантов подключения ПС Совгавань-тяговая были рассмотрены два варианта и проведено их сравнение по критериям эффективности. Разработанные варианты принимаются наиболее простыми в своём исполнении, чтобы обеспечивать максимальную надёжность электроснабжения потребителей, чтобы снизить затраты денежных средств на проект.

В варианте №1 питание ПС Совгавань-тяговая (110/27,5/10 кВ) осуществляется от ОРУ-110 СГТЭЦ. Линия 110 кВ «СГТЭЦ» - «Совгавань-тяговая» двухцепная радиальная протяженностью 4 км. Карта-схема сети приведена на рисунке 4.

Двойная радиальная сеть за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети, обеспечивает возможность присоединения ПС по простейшим схемам.

На ПС 110/27,5/10 кВ Совгавань-тяговая устанавливается два трехобмоточных трансформатора. По способу присоединения к сети ПС Совгавань-тяговая будет тупиковой.

Так как в варианте №1 сеть выполнена в виде двухцепных резервируемых радиальных линий, применим упрощенную схему РУ ВН ПС Совгавань-тяговая - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (Схема 4Н-110) [9]. Достоинства схемы:

наличие неавтоматической перемычки позволяет выводить оборудование в ремонт без остановки питания потребителей, схема проста, надёжна и экономична. Недостатки схемы: относительная сложность расширения схемы при увеличении числа присоединений, а также есть возможность полной остановки электроснабжения в случае, когда один блок выведен в ремонт, а на втором происходит авария.

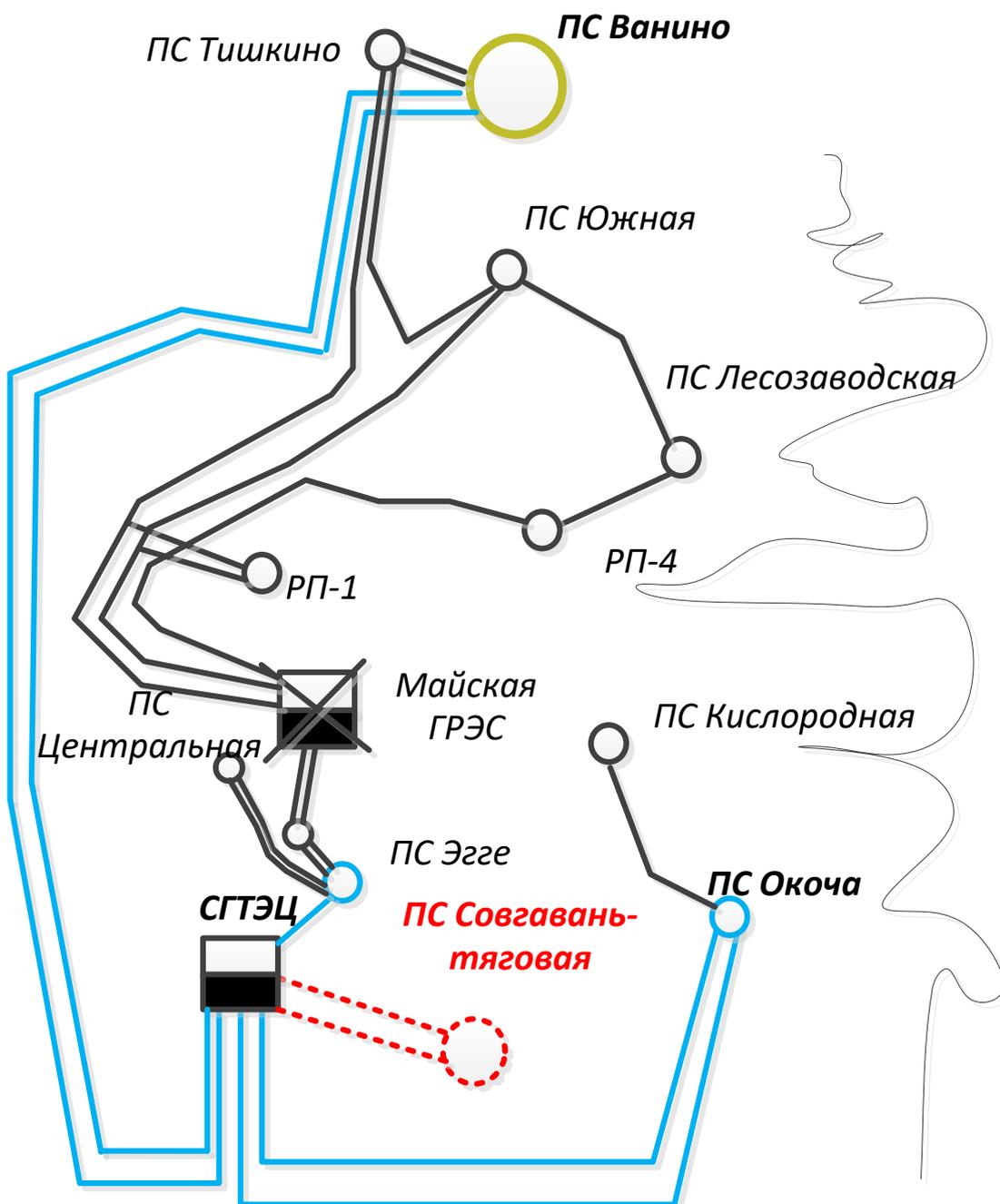


Рисунок 4 – Карта-схема подключения к сети ПС Совгавань-тяговая варианта №1

Для реализации данного варианта потребуется:

- строительство двухцепной ЛЭП СГТЭЦ – Совгавань-тяговая длиной 4 км;
- расширение ОРУ-110 СГТЭЦ и установка двух линейных выключателей 110 кВ на разных секциях шин.

В варианте №2 ПС Совгавань-тяговая (110/27,5/10 кВ) подключается к сети двухцепной отпайкой от ВЛ-110 кВ СГТЭЦ – Окоча. Карта-схема сети приведена на рисунке 5.

Для реализации варианта №2 требуется:

- строительство двухцепной отпайки СГТЭЦ – Окоча длиной 3,5 км;
- произвести проверку на пропускную способность питающих ВЛ-110 СГТЭЦ – Окоча цепь №1,2.

По способу присоединения ПС Совгавань-тяговая будет тупиковой, тип ОРУ-110 такой же, как и в первом варианте - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схема 4Н-110) [10].

В таблицу 10 сведем данные по двум рассматриваемым вариантам, а именно число выключателей 110 кВ и длину новых ЛЭП.

Таблица 10 – Сводные данные числу выключателей 110 кВ и длине ЛЭП

Вариант	Длина ЛЭП, км	Количество выключателей 110 кВ, шт
Вариант 1	4	4
Вариант 2	3,5	2

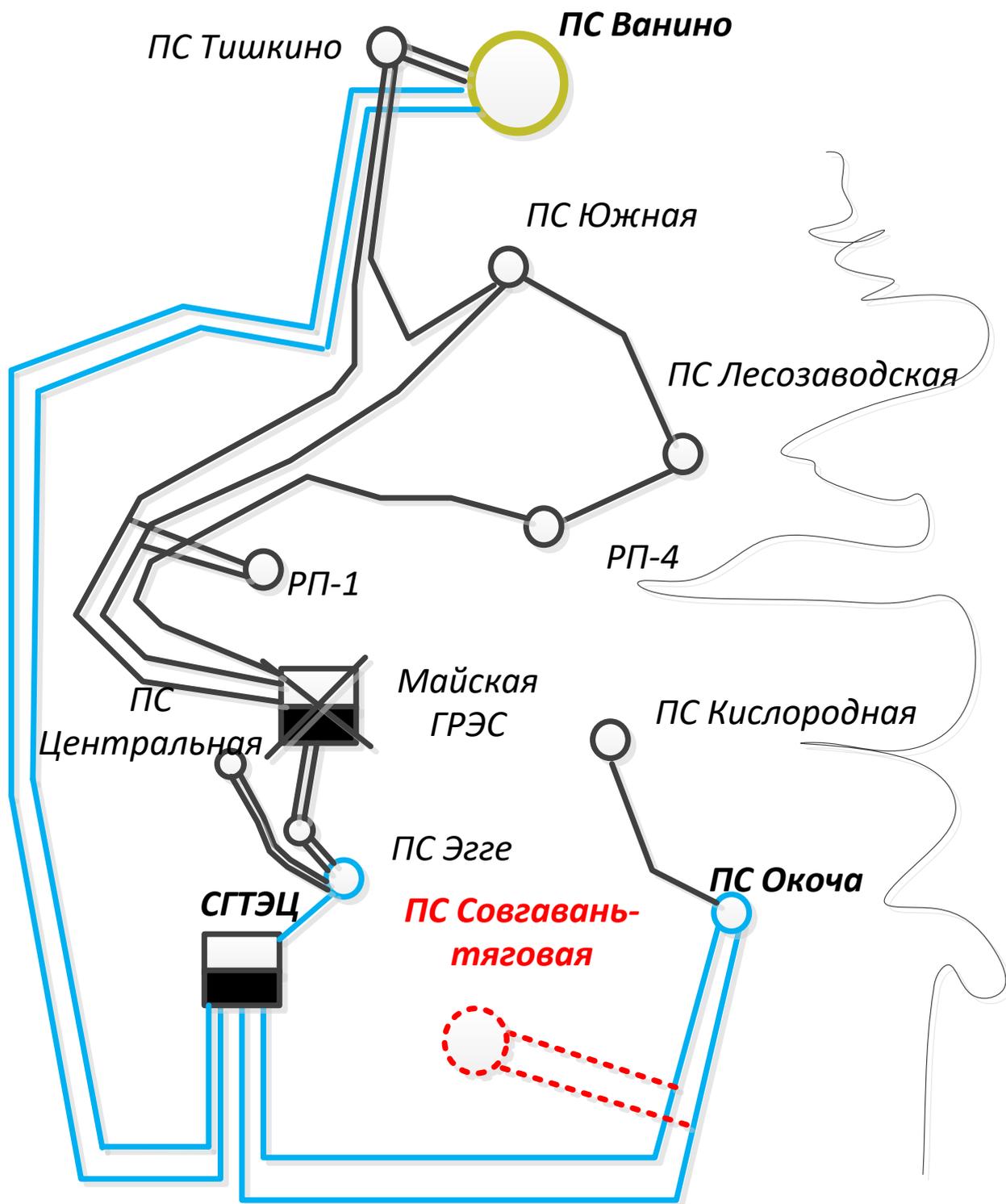


Рисунок 5 – Карта-схема подключения к сети PS Совгавань-тяговая варианта №2

2.2 Проверка выбранного класса номинального напряжения

В диссертационной работе рассматривается участок реально существующей электрической сети и в связи с тем, что ОРУ Совгаванской ТЭЦ и ПС Окоча выполнено на класс напряжения 110 кВ, то разработка вариантов подключения новой подстанции возможен только на данный класс напряжения.

Рациональное напряжение возможно определить используя эмпирическую формулу Илларионова:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}, \quad (1)$$

где l – длина линии, участка сети, на котором определяется напряжение;

P – активная мощность, передаваемая по рассматриваемому участку сети.

Проверим возможность выдачи мощности в сеть для обоих вариантов по формуле Илларионова [6]:

$$U_{p.1\text{вар}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{1\text{вар}}} + \frac{2500}{P/2}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{4} + \frac{2500}{15/2}}} = 46,71 \text{ кВ.}$$

$$U_{p.2\text{вар}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{2\text{вар}}} + \frac{2500}{P/2}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,5} + \frac{2500}{15/2}}} = 45,826 \text{ кВ.}$$

Во всех вариантах выдача новой мощности допустима на номинальное напряжение сети – 110 кВ.

2.3 Компенсация реактивной мощности

Передача большой реактивной мощности по ЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Для этого используются устройства компенсации реактивной мощности.

По максимальной активной и реактивной мощностям зимой на ПС рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с требуемым. После сравнения делается вывод: если расчетный коэффициент мощности больше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии требуется компенсация реактивной мощности; если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что компенсация реактивной мощности не требуется [11].

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\operatorname{tg}(\varphi)_{\text{расч}} = \frac{Q_{\max i}}{P_{\max i}}, \quad (2)$$

где $P_{\max i}$ – максимальная активная мощность ПС;

$Q_{\max i}$ – максимальная реактивная мощность ПС.

При отсутствии исходных данных по реактивной составляющей нагрузки коэффициент реактивной составляющей нагрузки $\operatorname{tg}(\varphi)$ принимаем равным 0,54 для сети 110 кВ, для сети 35 кВ – 0,49 [4].

Определение суммарной мощности КУ, которую нужно скомпенсировать на шинах 6-10 кВ каждой подстанции, на одну систему шин, определяется по формуле:

$$Q_{KVi} = \frac{Q_{\max i} - P_{\max i} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)}{2}, \quad (3)$$

где $\operatorname{tg}(\varphi)$ – коэффициент реактивной мощности.

По полученной расчётной мощности КУ выбирается тип и количество серийно выпускаемых устройств компенсации реактивной мощности. Критерием выбора типа компенсирующей установки является следующее: если суммарная расчетная мощность КУ меньше 10 МВАр, то выгодно ставить БСК, если 10 МВАр и выше – СК или СТК.

Для дальнейшего выбора сечений ЛЭП требуется знать значение не скомпенсированной реактивной мощности для каждой ПС. Не скомпенсированная реактивная мощность – это мощность, которую требуется передать по ЛЭП до ПС.

Она определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{HECK}i} = Q_{\max i} - Q_{KVi} \quad (4)$$

В таблице 11 покажем расчетные значения коэффициента мощности, подробный расчет показан в Приложении Б.

Таблица 11 – Расчетные коэффициенты мощности

Наименование подстанции	Расчетный коэффициент мощности
1	2
ПС Селихино	0,729
ПС Уктур	0,333
ПС Высокогорная	0,446
ПС Ванино	0,588
ПС Эгге	0,4
ПС Окоча	0,4
ПС Лесозаводская	0,5
ПС Тишкино	0,256
ПС Монгохто	0,2
ПС Южная	0,462
ПС Кислородная	0,435
ПС РП-1	0,1
ПС РП-4	0,2
ПС Терминал	0,486
ПС Токи	0,5

Как наглядно видно из таблицы 11 компенсацию реактивной мощности необходимо произвести на ПС «Селихино»

Проведем выбор компенсирующего устройства для ПС «Селихино»:

$$Q_{KV1} = \frac{Q_{\max 1} - P_{\max 1} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)}{2} = \frac{5,1 - 7 \cdot 0,54}{2} = 1,32 \text{ Мвар.}$$

Принимаем к установке на ПС «Селихино» БСК мощностью 1320 квар, определяем не скомпенсированную мощность:

$$Q_{\text{HECK1}} = Q_{\max 1} - Q_{KV1} = 5,1 - 1,32 = 3,78 \text{ Мвар.}$$

Проверяем коэффициент мощности после проведения компенсации реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}(\varphi)_1 = \frac{Q_{\text{HECK}}}{P_{\text{max}}} = \frac{3,78}{7} = 0,54.$$

2.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов на подстанции

Выбираемое количество трансформаторов на подстанции зависит от требований к надежности электроснабжения потребителей и поэтому является технико-экономической задачей. Однако в практике проектирование на подстанциях предусматривается, как правило, установка 2-х трансформаторов. Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной.

Мощность трансформатора рассчитывается по формуле, МВА:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{\text{cp}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot k_3^{\text{опт}}}, \quad (5)$$

где P_{cp} – средняя активная зимняя мощность подстанции (максимальная), МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная реактивная мощность, Мвар;

n_T – количество трансформаторов на подстанции;

$k_3^{\text{опт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки (0,7 для двухтрансформаторной подстанции).

Для проектируемой ПС Совгавань-тяговая

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{12,5^2 + 5^2}}{2 \cdot 0,7} = 9,616 \text{ МВА}$$

Согласно данного расчета для обеспечения требуемой мощности достаточно было бы установить два трехобмоточных трансформатора мощностью 10МВА. Однако, в связи с тем, что на требуемую мощность заводы-изготовители не выпускают трансформаторы, предназначенные для тяговых нагрузок, а изготовление трансформаторов требуемой мощности по индивидуальному заказу приведет к значительным экономическим затратам, то по таблице 6.8 [12] выбираем ближайший по мощности трансформатор для тяговых подстанций ТДТНЖ- 25000/110.

Проверяем трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном зимнем (максимальном) режиме:

$$k_{з.норм.реж} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{ном}} \quad (6)$$

При этом должны соблюдаться условия:

$$k_{з.норм.реж} \leq 0,5 \div 0,75$$

Последним этапом проверки трансформаторов является проверка на послеаварийную загрузку. Эта проверка моделирует ситуацию переноса нагрузки двух трансформаторов на один.

$$k_{з.п.ав} = \frac{\sqrt{P_{срз}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном}} \quad (7)$$

При этом послеаварийный коэффициент загрузки должен отвечать следующему условию

$$K_{зПА} \leq 1 - 1,4$$

Для проектируемой ПС Совгавань-тяговая:

$$K_3^n = \frac{\sqrt{12,5^2 + 5^2}}{2 \cdot 25} = 0,269$$

$$K_3^n = \frac{\sqrt{12,5^2 + 5^2}}{(2-1) \cdot 25} = 0,539$$

В послеаварийном режиме отключение потребителей не требуется, коэффициенты загрузки находится в пределах допустимых значений.

2.5 Выбор сечений проводов и кабелей ЛЭП

Критерием для выбора сечения проводников ВЛ и КЛ является минимум приведенных затрат. В практике проектирования линий массового строительства выбор сечения проводников производится не сопоставительным технико-экономическим расчетом в каждом конкретном случае, а по нормируемым обобщенным показателям для дальнейшего анализа. Причем, нормировать следует экономические токовые интервалы каждой марки провода для ВЛ разных напряжений [6].

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение I_p определяется по выражению

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \tag{8}$$

где I_5 - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_m и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом K_M).

Введение коэффициента α_i учитывает фактор одновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается $\alpha_i=1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение K_M принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента α_T принимаются по данным табл. 43.6 [8].

Тогда для нахождения тока на пятом году эксплуатации нам необходимо

$$I_5 = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (9)$$

где P_{\max}^3 - максимальная зимняя активная мощность ПС;

$Q_{\text{неск}}$ - некомпенсированная зимняя реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение линии;

n_c - количество цепей в линии.

Для Хабаровского края Совгаванского района принимается 4 район по гололёду.

Для всех вариантов представим расчётные сечения на головных участках и длительно допустимые токи для выбранных сечений. По длительно допустимым токам производится проверка по условию нагрева проводов. То есть, если ток в линии в послеаварийном режиме меньше, чем длительно допустимый, то данное сечение провода можно выбрать для данной линии. Выбранные сечения на головных участках приведем в таблице 12.

Таблица 12 – Сечения проводов на проектируемых ветвях для первого и второго варианта (110 кВ)

Наименование ВЛ	$P_{вЛ},$ МВт	$Q_{неск}$ Мвар	I_p, A	$I_{рПА},$ А	Марка прово- да	Теку- щая марка прово- да	Замена прово- да
Вариант №1							
СГТЭЦ - Совга- вань-тяговая	15	6	45	89	АС-95	-	-
Вариант №2							
СГТЭЦ - Окоча	15	6	45	89	АС-95	АС- 240	не требу- ется

2.6 Технико-экономический анализ выбранных вариантов

Основная цель технико-экономических расчетов в проекте – определение оптимальных параметров и схемы электроснабжения заданных потребителей.

Для экономического анализа различных технических решений и выбора среди них оптимального важное значение имеет применение правильных экономических показателей и методов технико-экономических расчетов. С этой точки зрения необходимо ознакомиться с технико-экономическими показателями электрических систем.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (10)$$

где E – норматив дисконтирования;

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Норматив дисконтирования составляет 0,1 [3].

Капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя капиталовложения на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (11)$$

Капиталовложения на сооружения подстанций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат, включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли, определяется по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (12)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависит от мощности и номинального напряжения;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств, зависящая от мощности;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытого распределительного устройства, зависящая от схемы РУ, номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат, зависящая от тех же показателей что и стоимость ОРУ.

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции по сравнению с базисными ценами 2000 года $K_{инф} = 8,36$. Коэффициент инфляции принят согласно письма Министра России от 22.11.2021 № 50934-ИФ/09.

Капиталовложения для строительства ЛЭП рассчитываются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l, \quad (13)$$

где K_0 – удельная стоимость одного километра линии;

l – длина ЛЭП.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети включают в себя: издержки на эксплуатацию и ремонт, издержки на амортизацию, стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (14)$$

где $\alpha_{m\text{эоВЛ}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ;

$\alpha_{m\text{эоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{cl}}, \quad (15)$$

Срок службы оборудования составляет 20 лет.

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (16)$$

где ΔW – потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Для Хабаровского края удельная стоимость потерь электроэнергии равна 1825 руб. за МВтч [13].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах данные по потерям возьмем из результатов расчетов режимов в ПВК RastrWin.

Подробно приведен расчет для варианта 1, для этого в таблице 13 даны базисные показатели стоимости ПС и ВЛ, для рассматриваемого варианта [9].

Таблица 13 – Базисные показатели ПС и ВЛ, в ценах 2000 года.

Наименование	Базисные показатели
ВЛ-110 СГТЭЦ – Совгавань-тяговая	1495 тысяч рублей за один км
Ячейка 110 кВ одного комплекта элегазового выключателя	10340 тысяч рублей
Постоянная часть затрат (КРУЭ-110)	7000 тысяч рублей

Так как в диссертационной работе проектируется только строительство новых ЛЭП, то расчет строительства подстанции не производится.

Рассчитаем капиталовложения на строительство ВЛ:

$$K_{лэп1} = K_0 \cdot l_1 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot B = 1495 \cdot 4 \cdot 8,36 \cdot 1,4 \cdot 1,125 = 78740 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{сум1} = K_{лэп1} + 2 \cdot K_{В110} = 78740 + 2 \cdot 10340 = 9942 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт [9]:

$$I_{э.р.1} = \alpha_{лэп} \cdot K_{лэп1} = 0,008 \cdot 78740 = 629,92 \text{ тыс.руб}$$

Рассчитаем амортизационные издержки и издержки потерь:

$$I_{ам1} = \frac{K_{лэп1}}{T_{сл.вл}} = \frac{78740}{50} = 1575 \text{ тыс.руб.},$$

$$I_{\Delta W_1} = \Delta W_1 \cdot C_o = 7,15 \cdot 1825 = 13049 \text{ тыс.руб.}$$

Определим приведенные затраты:

$$З = E \cdot K + I = 0,1 \cdot 99420 + 17780 = 27721 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении Б.

Сравнительные результаты расчеты сводятся в таблицу 14.

Таблица 14 – Сравнение вариантов, тыс. руб.

Вариант сети	Капиталовложения выключатели	Капиталовложения ВЛ	Капиталовложения суммарные	Издержки	Приведенные затраты
1	41360	78740	120100	19120	31133
2	20680	68900	89580	15640	24598

2.7 Сравнение приведенных затрат

Сравним приведенные затраты, определив погрешность для стоимости потерь в двух проектируемых вариантах сети по следующей формуле:

$$\varepsilon = \frac{Z_1 - Z_3}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (17)$$

$$\varepsilon = \frac{31,133 \cdot 10^6 - 24,598 \cdot 10^6}{31,133 \cdot 10^6} \cdot 100\% = 20,991\%$$

Если приведенные затраты отличаются больше, чем на 5 %, то выбирается вариант, где Z меньше. Если нет, то выбирается вариант где $I_{\Delta W}$ меньше.

В связи с этим для дальнейшего проектирования выбирается вариант 2.

Выводы

Для проектирования ПС Совгавань-тяговая было предложено два варианта ее подключения к существующей электрической сети. В результате сравнения длин линий, которые необходимо построить, и числа выключателей к дальнейшей разработке был выбран вариант №2. Проверка выбранного класса напряжения 110 кВ подтвердила рациональность выбора. Анализ расчетных коэффициентов реактивной мощ-

ности выявил необходимость установки устройств компенсации на ПС-220 кВ Селихино, по остальным подстанциям компенсации не требуется.

Исходя из требований надежности для потребителей 1 категории, на ПС Совгавань-тяговая были выбраны к установке два силовых трансформатора ТДТНЖ- 25000/110, которые полностью удовлетворяют требования обеспечения заданной мощности в нормальном и послеаварийном режиме. Анализ загрузки существующих линий электропередач показал достаточный резерв пропускной способности при подключении новой нагрузки, замена провода не требуется. Выбран провод для новой двухцепной отпайки ВЛ-110 АС-95, который прошел проверку по условию нагрева. Проведенный технико-экономический анализ вариантов подключения новой подстанции показал, что наиболее выгоден для реализации вариант 2.

В связи с полученными результатами исследования в Главе 2 к дальнейшей реализации выбираем вариант 2.

3 РЕАЛИЗАЦИЯ ИННОВАЦИОННОГО ПОДХОДА К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПС СОВГАВАНЬ-ТЯГОВАЯ

3.1. Выбор схемы подстанции

Главная схема электрических соединений подстанции — это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

При проектировании подстанции выбор главной схемы является определяющим, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальной схемы электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и так далее. Принципиальная схема подстанции 110/27,5/10 кВ Совагавань-тяговая представлена на рисунке 6.

При выборе схемы электроустановок должны учитываться различные факторы: значение и роль подстанции для энергосистемы; положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей; категория потребителей по степени надежности электроснабжения; перспектива расширения подстанции и прилегающего участка сети. Из всего комплекса условий, влияющих на выбор главной схемы подстанции, можно выделить основные требования:

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность.

Современные тяговые подстанции электрифицированных железных дорог представляются в виде важнейших устройств систем тягового электроснабжения. Их питание осуществляется от системы внешнего

электроснабжения. Тяговые подстанции предназначены для комплексного электроснабжения электроподвижного состава (электрической тяги поездов), не тяговых железнодорожных потребителей включая потребителей устройств сигнализации, централизации и блокировки (СЦБ), и не железнодорожных промышленных и сельскохозяйственных потребителей, условно называемых районными потребителями [14].

Каждая тяговая подстанция является ответственным электротехническим сооружением (электроустановкой), оснащенной мощной современной силовой (трансформаторы, автотрансформаторы, батареи конденсаторов), коммутационной (выключатели, разъединители, короткозамыкатели), и вспомогательной аппаратурой, большая часть которой работает в режиме автотелеуправления. Насыщенность тяговых подстанций разнообразной по назначению аппаратурой существенно выше, чем равных по мощности и классу первичного питающегося напряжения подстанции энергосистем.

На железнодорожном транспорте существуют следующие типы тяговых подстанций:

- опорные, к ним подводится не менее четырех автономных линий электропередач. Они являются основными источниками электропитания для контактной сети. Если используется постоянный ток, то расстояние между ними не более 15 км. При переменном оно увеличивается до пятидесяти.

- транзитные, питаются от двух независимых ЛЭП и включаются в разрыв между опорными подстанциями. Обеспечивают передачу электроэнергии на большие расстояния, а также непрерывность питания контактной сети в случае аварии на одном из участков.

- отпаечные (тупиковые). Используются для обеспечения движения электропоездов по обособленным веткам. Отпаечные подстанции питаются от двух независимых ЛЭП.

- стыковочные. Используются там, где происходит смена типа контактной сети. Они осуществляют гальваническую развязку между переменным и постоянным током [15].

На подстанции Совгавань-тяговая на РУ-110 применена широко используемая сегодня для тупиковых подстанций упрощенная схема 4Н-110 с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Область применения такой схемы – «распределительные устройства 35-220 кВ, на тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанциях» [16].

Схема соответствует основным требованиям - наиболее дешевая с учетом количества возможных присоединений, а также требует минимальных отчуждаемых территорий. Кроме того, выбранная схема простая и наглядная, при ее использовании минимизированы отказы оборудования по вине персонала, так как все блокировки и переключения просты и однотипны. В целом, 110-4Н «является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ» [17].

Электроустановки тяговых подстанций имеют ряд значительных отличий от силовых трансформаторных подстанций, которые обеспечивают электрическим питанием города и поселки:

- относятся к потребителям электрической энергии I категории – они не могут быть отключены ни при каких обстоятельствах, поскольку это может повлечь за собой катастрофические последствия. Поэтому к ним подводится две или более магистральных электролиний;

- не всегда являются понижающими трансформаторами. Большая часть из них – это выпрямители, обеспечивающие подачу в контактную сеть постоянного тока;

- преобразованная ими электрическая энергия имеет параметры, отличные от тех, что используются в промышленности и быту. По этой причине обеспечиваемая ими контактная сеть является автономной и не имеет гальванического контакта с другими электросетями. От тяговых подстанций может быть проложена электрическая линия для подачи электропитания в ближайшие к ним населенные пункты, если иной возможности их электрифицировать нет;

- в их конструкции предусмотрена возможность рекуперации – возврата части электрической энергии в сеть за счет ее генерации электродвигателями во время торможения.

Для каждого вида электрифицированного транспорта используются свои тяговые подстанции, отличающиеся по принципу работы и номиналу напряжения [16].

На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора, каждый из которых питает свои секции шины 27,5 и 10 кВ с одним выключателем на цепь. Шины соединены секционным выключателем. Эта схема выбрана из-за того, что к шинам присоединено большое количество приемников, а также учитывается необходимость сто процентного резервирования. При выходе из строя одного из трансформаторов, он отключается, срабатывает секционный выключатель и питание всех потребителей производится через второй трансформатор. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы. Однако эта схема имеет свои недостатки. Так повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на обеих системах шин, то есть приводит к отключению всех присоединений.

Подстанция имеет две секции шин по 27,5 кВ и две секции шин по 10 кВ. Из ЗРУ по кабельным линиям 27,5 и 10 кВ электрическая энергия передается потребителям. Для распределения энергии по кабельным линиям 27,5 и 10 кВ выбрана радиальная схема, так как потребители

электроэнергии размещены в разных направлениях от подстанции; радиальная схема более надежна по сравнению с магистральной схемой; в данной схеме электрическая энергия передается прямо к приемникам, без ответвлений на пути для питания других потребителей.

3.2. Расчет токов коротких замыканий

Коротким замыканием (КЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а в системах с глухо заземлённой нейтралью также замыканием одной или нескольких фаз на землю. Такой режим является самым тяжелым для элементов системы. И именно по нему производят выбор и проверку электрооборудования подстанции.

При КЗ токи в фазах увеличиваются, а напряжение снижается. Как правило, в месте КЗ возникает электрическая дуга, которая вместе с сопротивлением пути тока образует переходное сопротивление. Непосредственное КЗ без переходного сопротивления в месте повреждения называется металлическим КЗ [18].

Пренебрежение переходным сопротивлением значительно упрощает расчет и дает максимально возможное при одних и тех же исходных условиях значения тока КЗ для выбора аппаратуры необходим именно этот расчет.

Для расчета токов КЗ воспользуемся *RastrKZ* в составе ПВК «*RastrWin3*». Программный комплекс предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК «*RastrWin3*». Основной является схема замещения прямой последовательности. Необходимые данные были получены и внесены в ПВК в предыдущем пункте. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия» [3].

Несимметрия рассчитывается по данным шаблона «динамика.rst» с заданной информацией по параметрам схем прямой последовательности. Расчет запускается по нажатию на кнопку с молнией.

Расчетный вид КЗ – трехфазное, по которому согласно ПУЭ, проверяется динамическая устойчивость шин и аппаратов, отключающая способность выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Короткие замыкания (КЗ), как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до величин, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ вызывает повышенный нагрев элементов электроустановки. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание или выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически устойчивыми [19,26].

Протекание токов КЗ сопровождается, кроме того, значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны быть устойчивыми в электродинамическом отношении [20,28].

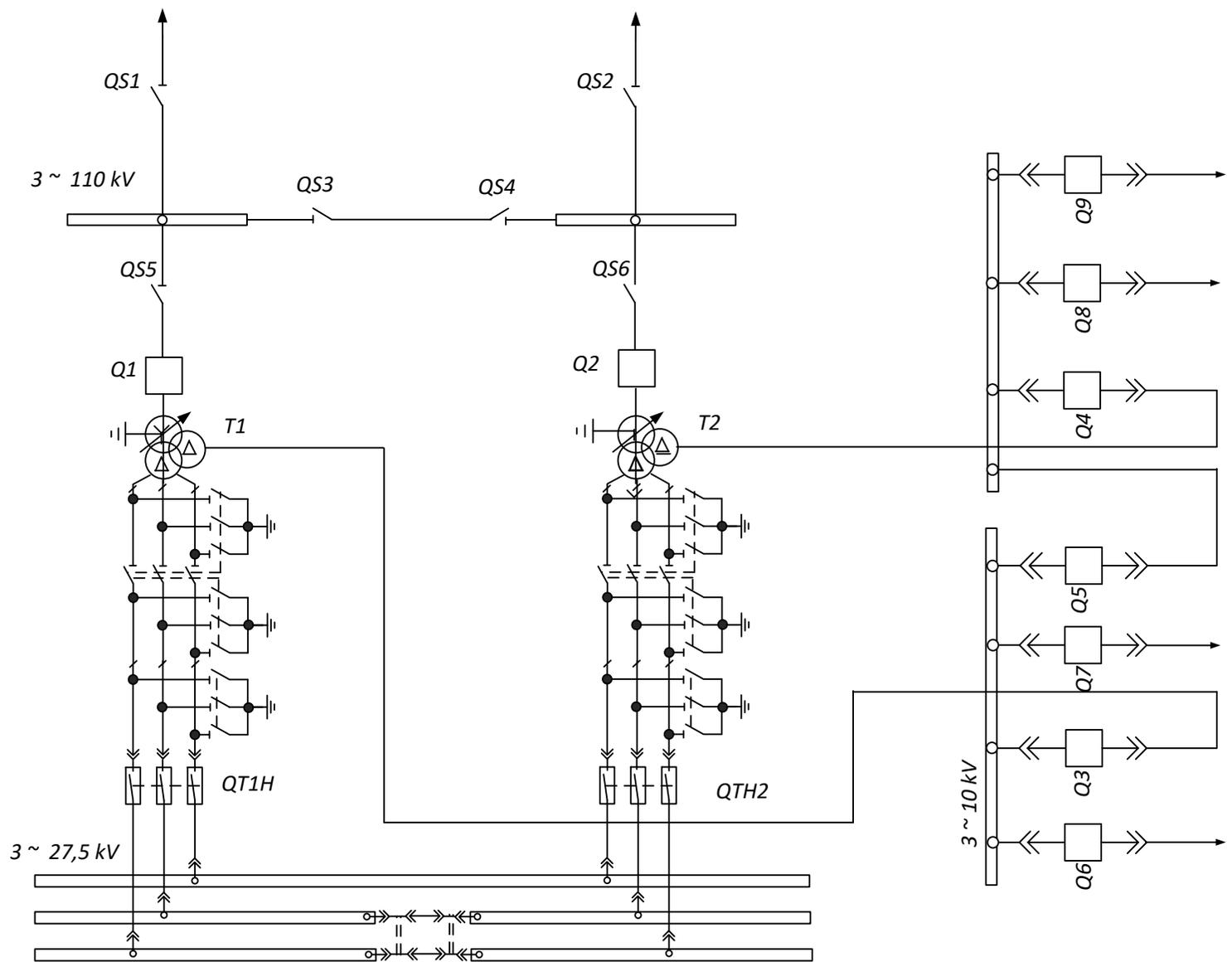


Рисунок 6 Принципиальная схема подстанции 110/27,5/10 кВ Совгавань-тяговая

В процессе расчета токов КЗ необходимо определить следующие их значения:

$I_{по}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания;

i_a - апериодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени.

B_K - термическая стойкость;

$I_{раб}$ - рабочий ток;

$I_{раб.макс}$ - максимальный рабочий ток

Расчетная схема и схема замещения представлены на рисунках 7 и 8 соответственно.

Полученные результаты расчета в ПВК «RastrWin3» приведены в таблице 15. Подробный расчет токов короткого замыкания приведен в Приложении А.

Таблица 15 – Токи периодической составляющей на 1СШ-110 кВ ПС Совгавань-тяговая

Напряжение	$N_{уз}$	Тип	$I_{по}$
Шины 110 кВ	18	3ф	5,95

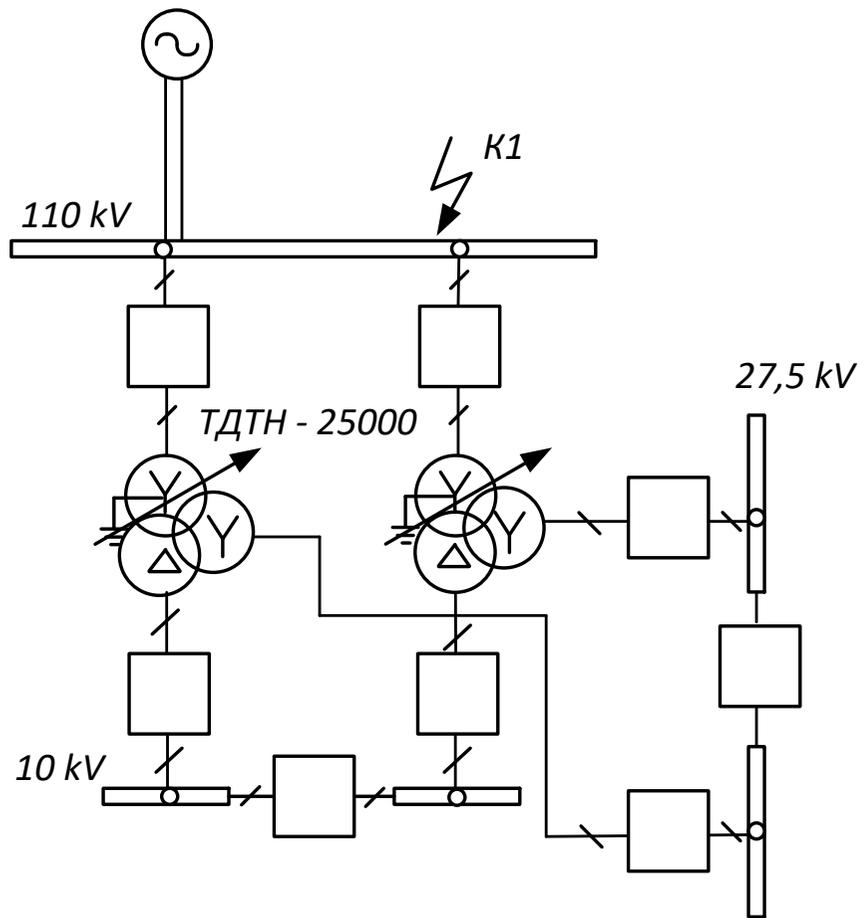


Рисунок 7 – Расчетная схема

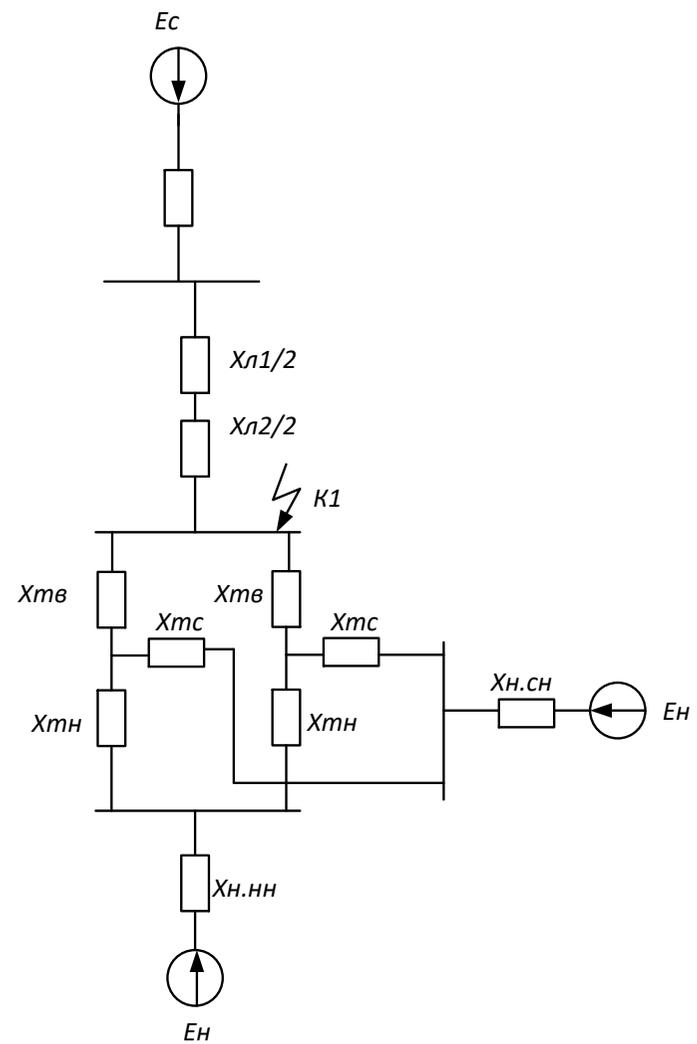


Рисунок 8 Схема замещения

Расчетные данные для выбора оборудования сведены в таблицу 16

Таблица 16 – Расчетные данные для выбора оборудования

Точка КЗ	$I_{по},$ кА	$T_a,$ с	$I_{a0},$ кА	$i_{a,t},$ кА	$k_{уд}$	$i_{уд},$ кА	$I_{раб},$ А	$I_{раб.макс},$ А	$B_K,$ кАс
К1	5,95	0,05	8,41	10,9	1,819	15,3	131,23	262	97,53

3.3 Выбор инновационного оборудования

Интеллектуализация электроэнергетических систем является одной из важнейших тенденций развития электроэнергетических систем. Общие направления развития распределительных электрических сетей, их оборудования и систем включают:

- повышение надёжности и качества электроснабжения, в том числе за счёт автоматического секционирования и резервирования электроснабжения, перехода к магистральному принципу построения сетей для сельских районов и схем разомкнутого кольца для городов;

- улучшение управляемости сетей, а также снижение коммерческих и технологических потерь электроэнергии при применении автоматизированных систем на основе микропроцессорной техники, прежде всего с использованием интеллектуальных электронных приборов (IED) и цифровой передачи информации на основе принципов «smart grid», т.е. принципов интеллектуальных электроэнергетических сетей;

- снижение затрат на обслуживание и организация работ на линиях без снятия напряжения;

- повышение электрической и экологической безопасности оборудования электрических распределительных сетей, а также адаптация этого оборудования для применения в интеллектуальных электроэнергетических системах;

- сокращение числа ступеней трансформации напряжения за счёт роста номинального напряжения в реконструируемых сетях;
- увеличение срока службы линий передач и электрооборудования подстанций [21].

Разворот в сторону широкого внедрения инноваций в энергетике уже состоялся. Износ фондов электросетевого комплекса достигает 70 процентов, поэтому отрасль остро нуждается в обновлении оборудования и современных технологиях, и работа в этом направлении идет во всех подразделениях электросетевого комплекса России. Применение новых технологий, безусловно, позволяет повысить надежность и эффективность энергоснабжения, снизить уровень технологических потерь в сетях, однако инновационные решения, как правило, дороже традиционных. В связи с этим при проектировании новых подстанций целесообразно применению современного оборудования нового поколения [22].

Надежная работа подстанции может быть обеспечена только тогда, когда каждый выбранный аппарат соответствует как условиям номинального режима работы, так и условиям работы при коротких замыканиях. Поэтому электрооборудование сначала выбирают по номинальным параметрам, а затем осуществляют проверку на действие токов КЗ.

На ПС Совгавань-тяговая предлагается к установке на РУ-110 кВ КРУЭ-110. КРУЭ — это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинального напряжения 110 кВ.

КРУЭ представляет собой совокупность связанных между собой в единое устройство нескольких металлических специализированных от-

секов (камер), внутри которых размещается электрооборудование, тоководущие шины, а также контрольные датчики.

Элементы (отсеки) КРУЭ набираются в определенной последовательности в зависимости от поставленной задачи, например, для создания ячейки отходящей линии, ячейки секционного выключателя или любой другой функциональной ячейки.

Отсеки ячеек КРУЭ заполняются специальным газом под названием элегаз. Там он находится под давлением, что обеспечивает высокую изоляционную прочность оборудования. Благодаря этому распределительные устройства по технологии КРУЭ занимают намного меньше места по сравнению с отдельностоящим оборудованием, выполненным по традиционным технологиям в виде ОРУ или ЗРУ.

Наибольший эффект по компактности достигается при применении КРУЭ с кабельными вводами.

Как было сказано выше, при производстве КРУЭ применяется принцип модульности, т. е. из отдельных отсеков (модулей или блоков) можно собрать распределительное устройство по необходимой электрической схеме и с учетом необходимых компоновочных решений. Например, заниженное и вытянутое по горизонтали (если есть ограничения по высоте помещения) или вытянутое в высоту и минимальное по занимаемой зоне (если есть ограничения по площади размещения).

Ячейка КРУЭ типа ЯТЭ-110Л/2500У2 представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др., помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой [23].

Распределительное устройство с ячейками ЯТЭ-110Л/2500 производства ЗАО «ЗЭТО» разработано для применения в составе подстанций и электростанций на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха до минус 45 °С [23].

КРУЭ - комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией, их применение позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые распределительным устройством и обеспечить возможность более легкого расширения КРУЭ по сравнению с традиционными распределительными устройствами.

К другим преимуществам КРУЭ можно отнести:

- многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземляющими разъединителями, трансформаторы тока, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность ОРУ;

- высокая надежность и стойкость к воздействию внешней среды;

- возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью;

- отсутствие электрических и магнитных полей;

- безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа.

Пример выполнения линейной ячейки КРУЭ-110 приведен на рисунке 9.

В полюс ячейки входят следующие элементы:

- секции сборных шин, полюс выключателя (с пневматическим приводом);

- разъединители (с электродвигательными приводами, имеющими ручное управление);

- заземлители (с ручными приводами);

- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- промежуточные и соединительные элементы и полюсный шкаф.

Металлические корпуса, в которых расположены элементы главной цепи (по которым протекает ток нагрузки), герметично соединены между собой, заполнены элегазом и заземлены. Система заземления ячеек, встроенных в КРУЭ, спроектирована так, что корпуса (оболочки) элементов токоведущего контура ячеек и подсоединительных к ним кабельных вводов или элегазовых токопроводов выполняют функции электромагнитных экранов и проводников наведенных экранирующих токов.

Набор и количество элементов в полюсе ячейки каждого типа определяется ее функциональным назначением. Компактность конструкции ячеек значительно сокращает габариты распределительного устройства, оборудованного традиционными высоковольтными аппаратами. Ячейки надежны в эксплуатации, удобны в обслуживании и безопасны для окружающей среды (экранировка электрических и магнитных полей), имеют полную комплектность поставки с одного предприятия, обеспечивают сжатые сроки монтажа распределительного устройства и увеличенные межремонтные сроки.

Принцип действия ячеек разных типов определяется их функциональным назначением, которое обеспечивает соответствующим для данного типа взаимодействием входящих в состав ячейки коммутационных аппаратов.

Входящие в состав ячеек выключатели имеют трехполюсное управление и приводятся в действие электропневматическими приводами. Управление приводами осуществляется дистанционно с центрального пульта управления.

Разъединители оборудованы электродвигательными приводами, которые также имеют трехполюсное дистанционное управление. Кроме того, для наладки они имеют пополюсное ручное управление. Заземлители имеют только ручное пополюсное управление.

Правильное взаимодействие всех аппаратов, а также необходимые блокировки, контроль за давлением элегаза в элементах ячеек и сжатого воздуха в резервуарах приводов выключателя, требуемая сигнализация, а также правильная работа измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения обеспечиваются функциональными электрическими схемами, которые выполняются проектными организациями.

Основные технические характеристики приведены КРУЭ-110 в таблице 17.

Таблица 17 – Основные технические характеристики КРУЭ-110

Параметры	Значения
Номинальное напряжение / наибольшее рабочее напряжение, кВ	110 / 126
Номинальный ток, А: сборных шин	3150
остальных модулей	2500
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Ток термической стойкости	400
Габариты шкафа, мм: ширина / глубина / высота	1600/1600/4525
Масса, кг	4200

На подстанциях со стороны высшего напряжения в настоящее время, как правило, применяются: масляные, воздушные или элегазовые выключатели.

Распределительные устройства напряжением 6—10 кВ выполняются из комплектных распределительных устройств (КРУ), в которых могут устанавливаться малообъемные масляные, вакуумные, элегазовые или другие выключатели, отличающиеся средой, в которой гасится электрическая дуга.

Все выключатели сначала выбираются по продолжительным режимам работы, а затем проверяются на действие токов короткого замыкания по аварийному режиму.

Выбор выключателей производится по следующим параметрам [10]:

- по напряжению установки;
- по длительному току;
- на симметричный ток отключения;
- способности отключения апериодической составляющей тока КЗ;
- по выключающей способности;
- электродинамическую стойкость;
- термическую стойкость.

Параметры проверки выключателя ЯТЭ-110Л-40/2500 У2 сведены в таблицу 18.

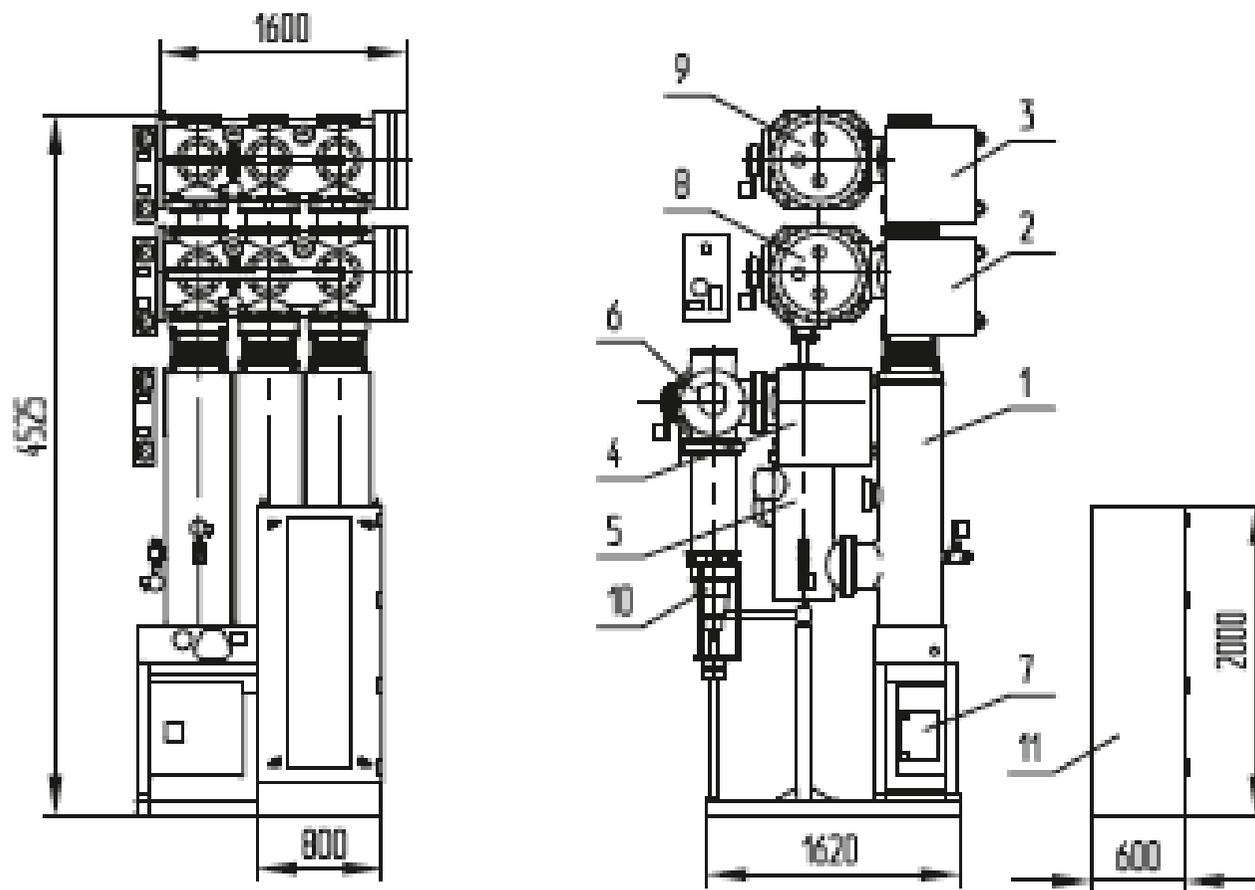


Рисунок 9 - Разрез линейной ячейки типа ЯТЭ-110Л-40/2500 У2

(1 – выключатель, 2,3,4 – комбинированный разъединитель, 5 - трансформатор тока, 6 – заземлитель, 7 – привод выключателя, 8,9 – шина боковая, 10 – кабельная муфта, 11 – шкаф аппаратный

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для КРУЭ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_{\text{номmax}} = 4000 \text{ А}$	$I_{p\text{max}} = 262 \text{ А}$	$I_{p\text{max}} \leq I_{\text{номmax}}$
$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 15,3 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$B_k = 102 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 97,53 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{kp} \leq B_{kn}$
$i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 5,95 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq i_{\text{вкл}}$
$i_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{пт}} = 8,41 \text{ кА}$	$i_{\text{пт}} \leq I_{\text{откл ном}}$
$I_{\text{аном}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 10,9 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{аном}}$

Выключатель удовлетворяет всем параметрам и поэтому может быть принят к установке.

Одной из основных задач инновационного развития ОАО «Российские железные дороги» является разработка автоматизированных средств управления устройствами электроснабжения электрифицированных железных дорог [29].

Особое значение телемеханика приобрела в связи с созданием автоматизированных систем управления (АСУ). Обработка данных, полученных по каналам телемеханики (воздушные, кабельные, оптоволоконные линии или радиолинии), на ЭВМ позволяет значительно улучшить контроль за технологическим процессом, повысить наблюдаемость и управляемость. В России процесс цифровизации и телемеханизации тяговых подстанций электрифицированных железных дорог в настоящее время находится на начальном этапе. Единичные проекты цифровых тяговых подстанций находятся на стадии реализации их первого сегмента, т. е. первого уровня - уровня процесса.

Инновационные проекты создание систем управления АСУ ПС

110 кВ на базе цифрового оборудования выполнены с целью перехода на более высокий качественный уровень при решении следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

- улучшения общей надежности энергосистемы и повышения качества обслуживания потребителей;
- качественного повышения уровня оперативно-диспетчерского управления;
- оперативного управления схемой электрической сети с помощью дистанционного управления коммутационными аппаратами подстанций;
- снижения времени готовности оборудования в результате оперативного реагирования на аварийные ситуации;
- снижения эксплуатационных затрат, связанных с мониторингом оборудования электрических сетей;
- проведения анализа потребления электроэнергии за заданные периоды времени;
- проведения дальнейшей модернизации комплексов диспетчеризации и телемеханики на основе единого системного подхода.
- выполнения Технических требований по организации цифровых каналов связи и передачи телеметрической информации, необходимой для управления режимами ЕЭС, с подстанций ОАО «РЖД» в диспетчерские центры.

Поскольку все работы на железных дорогах реализуются на основе принципов строгой централизации диспетчерских структур различных уровней, в хозяйстве электроснабжения оперативное руководство работами осуществляется через энергодиспетчерские пункты (ЭДП). На центральный энергодиспетчерский пункт по каналам

связи поступает следующая информация:

- положение коммутационных аппаратов всех телемеханизируемых объектов контролируемых пунктов (разъединителей контактной сети и высоковольтных линий автоматической блокировки, выключателей трансформаторов);

- результаты телеизмерений параметров функционирования СТЭ в контрольных точках;

- оперативная информация о ходе выполнения работ по техническому обслуживанию устройств в системе тягового электроснабжения, производимых под руководством энергодиспетчера ЭЧЦ [30].

Управляемые и контролируемые диспетчером объекты, в том числе масляные выключатели, разъединители, трансформаторы, сосредоточены на контролируемых пунктах. КП включает комплекс технологического оборудования, являющегося объектом контроля и телеуправления. Средства контроля и управления КП могут формировать управляющие воздействия самостоятельно, без вмешательства диспетчера, вызывая переключения объектов управления. В состав КП входят тяговые подстанции, посты секционирования, станции и др.

В связи с вышеизложенным для повышения эффективности оперативного управления и обслуживания ПС Совгавань-тяговая, а также снижения затрат на обслуживающий персонал в проекте предлагается установить автоматизированную систему диспетчерского управления тяговой подстанцией (АСДУ ТП). АСДУ ТП предназначена для централизованного телеуправления и телеконтроля всего оборудования ПС Совгавань-тяговая [31].

Телемеханика позволит обеспечить:

- сбор информации со всех объектов тяговой подстанции внутри тяговой подстанции;

- передачу информации с тяговой подстанции в аппаратуру верхнего уровня;
- прием информации с тяговой подстанции аппаратурой верхнего уровня;
- отображение на мнемосхемах монитора текущего состояния оборудования ТП, работы аппаратных и программных средств;
- управление устройствами с анализом допустимости выдачи команд и контроля их исполнения;
- сигнализацию о самопроизвольном изменении состояний объектов и нарушении работы устройств;
- ретроспективную информацию (команды управления, изменения состояния, тренды и т.д.);
- справочную информацию.

Телеуправление и телеконтроль осуществляется с помощью программно-технических средств, расположенных как на тяговой подстанции, так и на диспетчерском пункте.

АСДУ ТП, со стороны тяговой подстанции, состоит из шкафа телемеханики (ШТМ). В шкафу установлен промышленный контроллер, блок бесперебойного питания, коммуникационное оборудование (модемы, HUB, конвертор), коммутирующее оборудование (блоки питания, выключатели, реле, клеммы и т.д.).

АСДУ ТП, на стороне диспетчера, состоит из современного автоматизированного рабочего места энергодиспетчера (АРМ ЭД). АРМ ЭД выполнен на базе промышленного компьютера [33].

Структурная схема телемеханики ПС Совгавань-тяговая показана на рисунке 10.

В АСДУ ТП предусмотрена передача информации по двум каналам связи: основному и дополнительному. Любой канал может быть настроен на следующие типы каналов связи:

- канал мобильного оператора (GPRS) - ($V =$ от 9600 б/с);
- волоконно-оптический (ВОЛС) – ($V =$ от 10 Мб/с, интерфейс Ethernet);
- медный телефонный кабель – ($V =$ от 1200 б/с, сопротивление медной линии связи - до 3 кОм);
- радиоканал.

Преимущества использования АСДУ ТП [34]:

- надежность и непрерывность в управлении – объект находится на связи по схеме 7/24 (7 дней в неделю, 24 часа в сутки);
- достоверность информации;
- отсутствие необходимости в техническом сопровождении каналов связи (в случае использования каналов связи GPRS мобильных операторов);
- низкая абонентная плата за каналы связи;
- возможность резервирования каналов связи: использования цифрового канала связи GPRS альтернативного оператора (при необходимости, можно использовать проводные или волоконно-оптические линии связи);
- цена владения и простота в обслуживании.

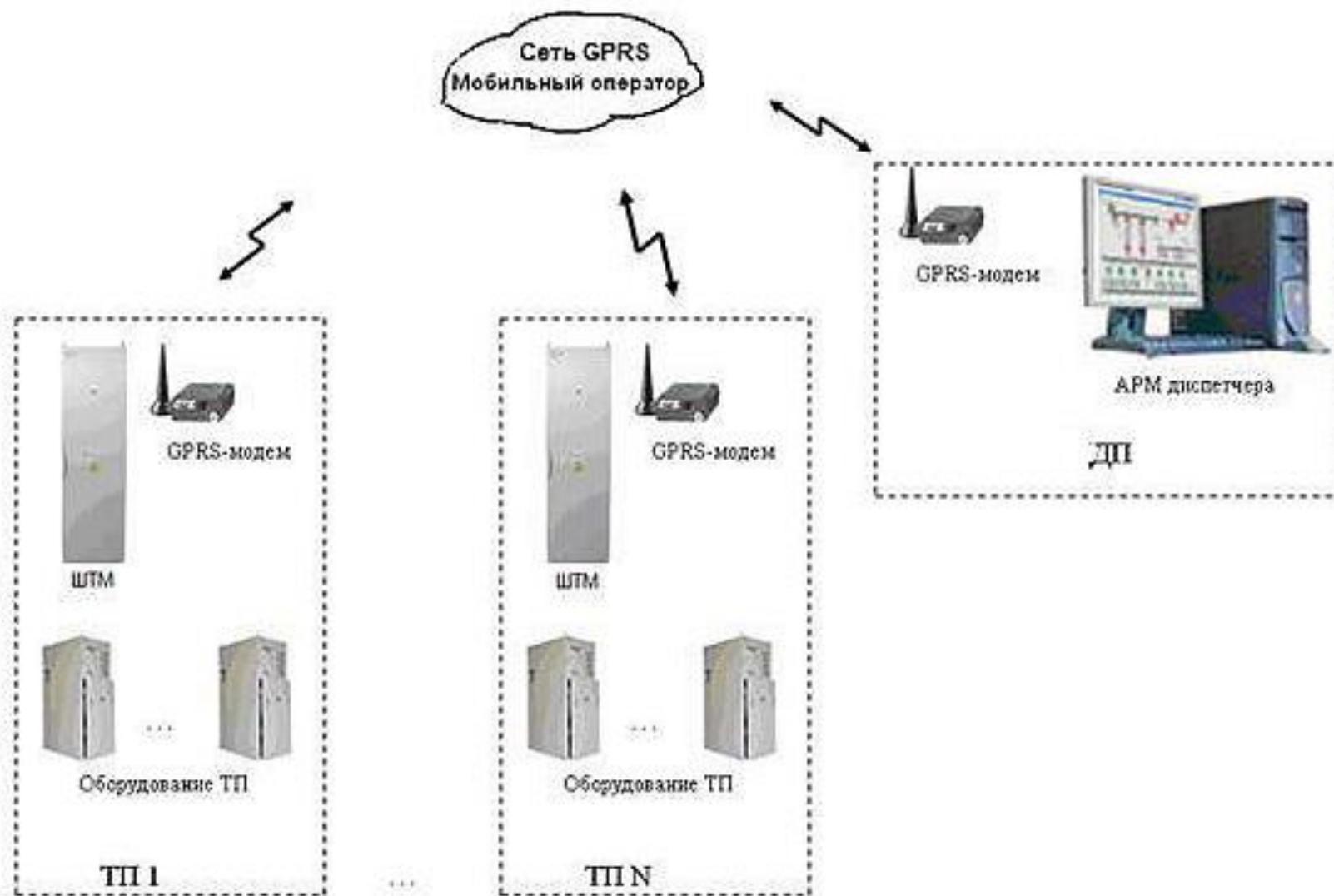


Рисунок 10 Структурная схема телемеханики ПС Совгавань-тяговая

Инновационные проекты создания систем интеллектуального учета электроэнергии, с возможностью интеграции в единую систему управления, обеспечивающие функции дистанционного управления и выдачи информации о параметрах работы сети». Создание системы «интеллектуального учета» электроэнергии розничного рынка электроэнергии направлено на снижение коммерческих потерь, эксплуатационных затрат и увеличение возможностей по наблюдаемости сети [35].

Целью инновационных проектов было увеличение полезного отпуска э/э, снижение коммерческих потерь, эксплуатационных затрат, своевременное и надежное обеспечение участников розничного рынка электроэнергии достоверной информацией, о величине фактически отпущенной/принятой электроэнергии и мощности, организация системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных на границе балансовой принадлежности на объектах.

Общества с потребителями юридических лиц, бытовых абонентов. Внедренные интеллектуальные счетчики АИИС КУЭ РЖА позволяют в реальном времени контролировать потребление электроэнергии абонентами, производить ограничение электропотребления в соответствии с предельной мощностью установленной договором на электроснабжение, а также позволяет полностью отключить потребителя по требованию Гарантирующего поставщика (энергосбытовой организации). Приборы учета позволяют осуществлять учет электроэнергии в почасовом режиме по нескольким тарифам и зонам суток.

В состав системы АИСС КУЭ РЖД входят:

- Интегрированная автоматизированная система управления электропотреблением ОАО «РЖД» (ИАСУЭ РЖД);

- Интегрированные автоматизированные системы управления электропотреблением уровня железной дороги (ИАСУЭ ЖД) – 17 центров управления и сбора данных;

- Информационно-вычислительные комплексы розничных рынков электроэнергии (ИВКЭ РРЭ) – 20 000 единиц оборудования;

- Измерительно-информационные комплексы точек учета розничных рынков электроэнергии (ИИК ТУ РРЭ) – 240 000 единиц оборудования [33].

На рисунке 11 показана типовая структура АИСС КУЭ РЖД.

Контроллер под управлением программы сбора информации со счетчиков электроэнергии выполняет следующие действия:

Каждые 30 минут считывает со счетчика информацию о 30 минутной мощности и передает ее на локальный сервер ввода-вывода для передачи на центральный сервер ввода-вывода АИИС КУЭ и последующей передачи в АРМ диспетчера. Также, производится сверка текущего времени опрашиваемого счетчика с текущим временем контроллера. При расхождении времени больше заданной величины производится коррекция времени счетчика.

По запросу от локального сервера ввода-вывода производится чтение и передача на центральный сервер ввода-вывода АИИС КУЭ блока данных с профилем нагрузки и блока данных с характеристиками счетчиков, включая авточтение и журнал событий. Инициатором запроса является центральный сервер ввода-вывода АИИС КУЭ.

В случае отсутствия связи по каждому счетчику формируется информация – “Нет связи со счетчиком”. Изменение состояния связи передается на верхний уровень по протоколу связи ПТК “Космотроника”.

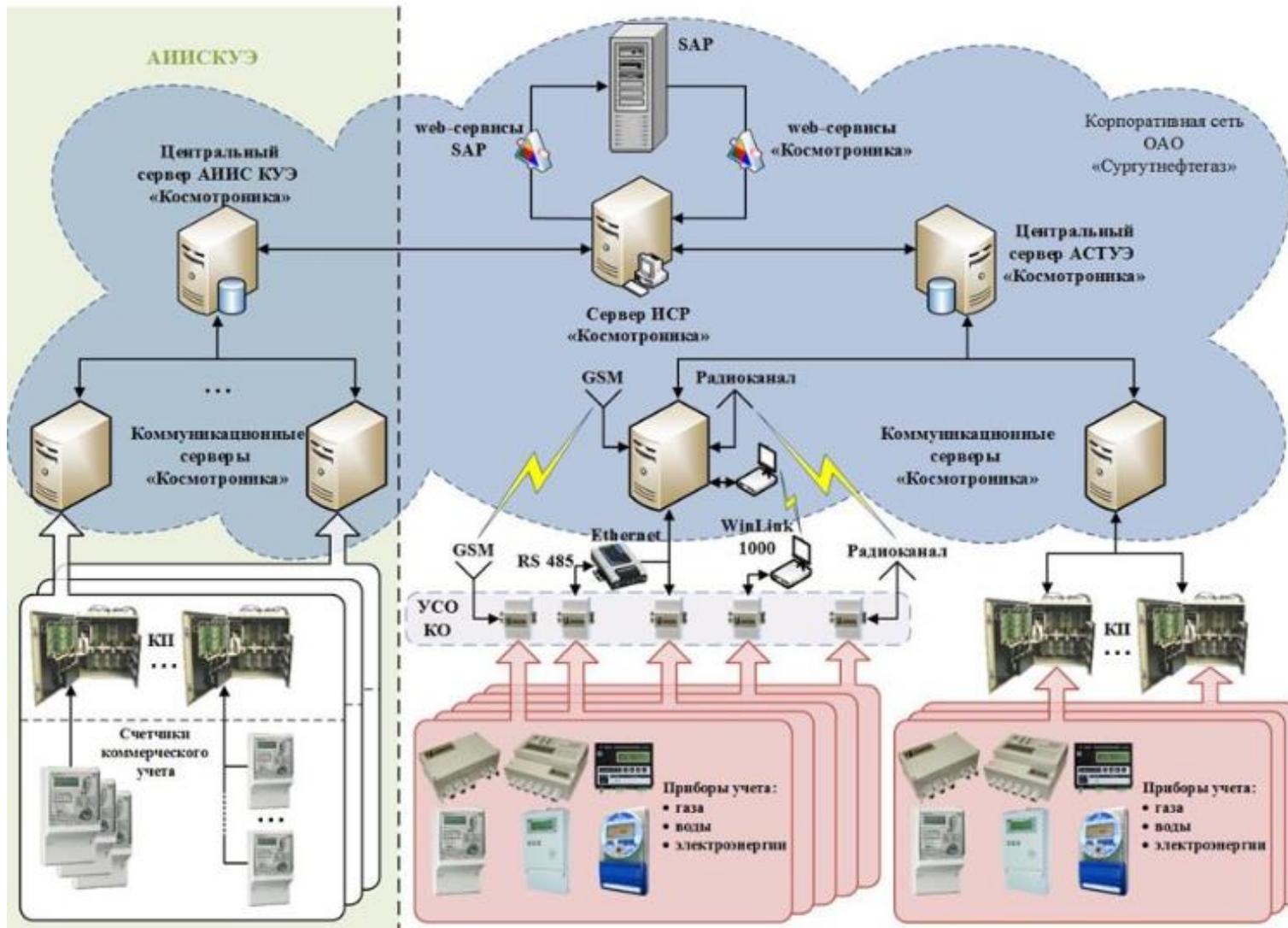


Рисунок 11 Типовая структура АИСС КУЭ РЖД

3.4 Оценка надежности

Надежность – это свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки [37,41]. Под надежностью любого технического объекта понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к электроэнергетическим системам под надежностью понимается бесперебойное снабжение электрической энергией всех потребителей в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

В настоящее время методы анализа надежности используются уже во многих отраслях техники [38]. Однако проблема надежности в ее количественной постановке при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения необыкновенно сложна. Так для рассмотрения вопросов надежности, при эксплуатации систем электроснабжения необходимо учесть как современные достижения современной теории надежности, так и специфику функционирования систем силового типа, подверженных в значительной степени влиянию неблагоприятных воздействий внешней среды и непосредственно связанных с электрической системой.

Уровень надежности системы тягового электроснабжения непосредственно влияет как на безопасность движения поездов, так и на бесперебойность движения поездов, что особенно важно при прохождении тяжеловесных составов, так как значительно возрастают токовые нагрузки и становятся выше номинальных значений.

В связи с этим к надежному функционированию системы тягового электроснабжения предъявляются особые требования по надежности, исключающие аварийные ситуации. Надежность такого оборудования определяется следующими свойствами: вероятностью безотказной работы, техническим ресурсом оборудования и его элементов, ремонтно-пригодностью оборудования, качеством электроснабжения. Повышение надежности, эффективности работы, продолжительности сроков эксплуатации, качества электроэнергии в системе тягового электроснабжения во много раз уменьшает экономические потери от простоя оборудования и снижает затраты на ремонты.

Большинство сооружаемых в последнее время тупиковых подстанций имеют со стороны высокого напряжения упрощенную схему с выключателем и несекционированной перемычкой со стороны линии. На ПС Совгавань-тяговая применена схема блок трансформатор-линия. Защита трансформатора действует на выключатели 110, 27,5 и 10 кВ.

Расчет показателей надежности элементов схемы

Модель отказов и восстановления силового трансформатора

Рассмотрим трансформатор как элемент, условно состоящий из двух последовательно соединенных элементов, в одном из которых могут появляться внезапные отказы, а в другом – постепенные [40]. Внезапные отказы появляются вследствие резкого, внезапного изменения основных параметров под воздействием одного или нескольких случайных факторов внешней среды либо вследствие ошибок обслуживающего персонала. При постепенных отказах наблюдается плавное, постепенное изменение параметра элементов в результате износа отдельных частей или всего элемента в целом.

Вероятность безотказной работы представим произведением вероятностей

$$P_{\text{тр}}(t) = P_{\text{в}}(t) * P_{\text{и}}(t), \quad (18)$$

где $P_{\text{в}}(t)$ и $P_{\text{и}}(t)$ — соответственно вероятности безотказной работы условных элементов, соответствующих внезапному и постепенному отказу вследствие износа.

В теории надежности в качестве основного распределения времени безотказной работы при внезапных отказах принимается показательное распределение

$$P(t > T) = e^{-\lambda t}. \quad (19)$$

Постепенные отказы трансформатора происходит в основном по причине износа изоляции. Износ можно описать законом распределения Вейбулла-Гнеденко

$$P(t > T) = e^{-c(t-t_0)^b}, \quad (20)$$

где t_0 — порог чувствительности, то есть элемент гарантировано не откажет, в интервале времени от 0 до t_0 может быть равно нулю. Тогда окончательно имеем

$$P_{\text{тр}}(t) = e^{-\lambda t} \cdot e^{-ct}. \quad (21)$$

Причинами внезапных отказов трансформатора являются повреждение вводов трансформатора вследствие перекрытия контактных соединений, утечка масла. Причинами постепенных отказов в свою очередь будут нарушения изоляции обмоток вследствие возникновения внешних и внутренних перенапряжений, сквозных токов коротких замыканий и дефектов изготовления. На основании принятых критериев выделим два статистических ряда для внезапных и постепенных отказов, приведенных в таблице 19.

Таблица 19. Статистический ряд внезапных и постепенных отказов силового трансформатора

Y, ч	Y, ч	Y, ч	X, ч	X, ч	X, ч
1	2	3	4	5	6
61039	57546	53529	43774	45022	45850
59612	55392	51355	41283	42078	42906
57981	53986	60205	38793	39628	40455
56107	52062	58217	36302	36728	37554
54349	60483	56438	44608	45436	46264
52573	58564	55216	41664	42492	43320
60761	56854	52914	39215	40041	40869
58783	55739	50785	36581	37141	37967
		54733			38380
Y _{ср}		Dt	T		I
56209		1827	40974		2,44057 ^E -05

Параметр показательного закона λ находим по формуле:

$$\lambda = \frac{1}{x_{cp}};$$

$$\lambda = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i},$$
(22)

где $\bar{x}_{ср}$ — среднее значение наработок на отказ.

Среднее время безотказной работы определим по формуле

$$\overline{T}_{imp} = \frac{1}{\lambda_{imp}} . \quad (23)$$

Оценим параметры распределения Вейбулла-Гнеденко [18]. Для этого вычислим среднее значение наработки на отказ

$$y_{ср} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m y_i . \quad (24)$$

Разобьем выборку на интервалы, которые выберем по формуле

$$\Delta t = \frac{y_{max} - y_{min}}{1 + 3,3 \lg m} . \quad (25)$$

Произведем расчет, сколько отказов попало в каждый из полученных интервалов, данные сведем в таблицу 20.

Таблица 20. Число отказов в интервалах

интервалы	1	2	3	4	5	6
мин	50785	52612	54439	56265	58092	59919
макс	52612	54439	56265	58092	59919	61746
1	52573	54349	57981	56107	59612	61039
2	52062	53986	57546	55392	58783	60761
3	51355	53529	56854	55739	58564	60483

Продолжение Таблицы 20						
1	2	3	4	5	6	7
4	50785	52914	56438	55261	58217	60205
Y _{ср}	51694	53695	57205	55444	58794	60622
p _i	0,16	0,16	0,16	0,2	0,16	0,16
D	s	n	1/a	C	T	l
8734345	2955	0,052578	0,045	1,63E-106	56209	1,779 ^E -05

Относительную частоту событий определяем по формуле

$$p_i = m_i / m. \quad (26)$$

Определим среднее значение для каждого интервала

$$\bar{y}_i = \frac{1}{m_i} \sum_1^m y_i. \quad (27)$$

Вычислим значение дисперсии D по формуле

$$D = \sum_{i=1}^R (\bar{y}_i - \bar{y}_{cp})^2 \cdot p_i. \quad (28)$$

Определим среднеквадратичное отклонение

$$\sigma = \sqrt{D}. \quad (29)$$

Вычислим коэффициент вариации по формуле

$$\bar{v} = \frac{\sigma}{\bar{y}_{cp}}. \quad (30)$$

По номограмме [40] находим значение параметра формы $1/\alpha=0,31$. По найденным значениям вычислим параметр масштаба c распределения Вейбула-Гнеденко :

$$c = \left(\frac{\overline{y_{cp}}}{\Gamma(1 + \frac{1}{\alpha})} \right)^{-\alpha}; \quad (31)$$

$$\Gamma(1,0351)=0,987.$$

Среднее время безотказной работы для распределения Вейбула-Гнеденко определим по формуле

$$\overline{T}_{2mp} = \frac{\Gamma(1 + 1/\alpha)}{c^{1/\alpha}}; \quad (32)$$

$$\lambda_{2тр} = 1/T_{2тр} = 0,00002 \quad (33)$$

Интенсивность восстановления определим по данным статистического ряда представленном в таблице 21.

Таблица 21. Статистический ряд времени восстановления внезапных и постепенных отказов силового трансформатора

восстановление			
15,8	18,7	22,4	26,1
18,2	21,7	25,4	20,5
21,2	24,7	17,6	23,6
24,2	17,1	20,1	26,5
16,4	19,5	22,9	27,2
T=21,49		m=0,0465333	

Интенсивность восстановления определим по формуле

$$\mu_{mp} = \frac{I}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i} \quad (34)$$

Вероятность восстановления силовых трансформаторов определим по формуле

$$P_{вос.тр} = 1 - e^{-\mu \text{ тр.}} \quad (35)$$

Результаты расчетов по формулам (18)-(35) представлены в таблицах 19, 20, 21.

Модель отказов автоматического выключателя

Рассмотрим выключатель как элемент, состоящий из двух элементов, в одном из которых может появиться внезапный отказ, а в другом постепенный [40]. Вероятность безотказной работы представлена формулой

$$P_{вк}(t) = P_{в}(t) * P_{и}(t), \quad (36)$$

где $P_{в}(t)$ и $P_{и}(t)$ — соответственно вероятности безотказной работы условных элементов соответствующих внезапному и постепенному отказу вследствие износа.

Постепенные отказы выключателя происходят вследствие износа дугогасительных камер и контактов. Причинами внезапного отказа являются: несрабатывание приводов, механические повреждения, перекрытие изоляции при внешних и внутренних перенапряжениях. На

основании принятых критериев сформируем два статистических ряда представленных в таблице 22.

Таблица 22. Статистический ряд внезапных и постепенных отказов вводного масляного выключателя

X, ч	X, ч	X, ч	Y, ч	Y, ч	Y, ч
1	2	3	4	5	6
7842	8557	8554	8961	11568	7568
8749	10412	10715	10052	14008	11434
10436	11238	11102	8499	14699	9918
12650	11476	12317	10955	11463	8079
15540	20379	15451	10662	11650	14350
9452	11510	13480	9462	9734	17044
6358	6693	7752	17465	16484	13927
7075	7683	6958	16155	17535	16736
					10349
T		l	Y _{ср}		L ₀
10516		9,5E-05	12350		8,1E-05

Согласно теории надежности внезапные отказы имеют показательный закон распределения наработки на отказ

Параметр показательного закона распределения определим по формуле (22).

где $\bar{x}_{ср}$ — среднее значение наработок на отказ.

Среднее время безотказной работы определим по формуле (23).

Постепенные отказы выключателя имеют следующий закон распределения

$$P_u(t) = \sum_{i=0}^{R-1} \frac{(\lambda_0 t)^i}{i!} e^{-\lambda t} \quad (37)$$

где λ_0 – это интенсивность срабатывания выключателя, которая определяется по данным статистического ряда

$$\lambda_0 = \frac{I}{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m y_i} \quad (38)$$

где R — допустимое число отключений.

Предполагая, что коммутирующий ток распределен по нормальному закону между максимальным и минимальным значением.

Определим расход p_ρ

$$p_\rho = \frac{I_{max} I_{min}}{\sum I} \times \frac{\lg I_{max} - \lg I_{min}}{I_{max} - I_{min}} ;$$

$$\sigma_\rho = \sqrt{\frac{I_{max} I_{min}}{(\sum I)^2} - p_\rho^2} . \quad (39)$$

где I_{max} и I_{min} — максимальный и минимальный коммутируемый ток;

ΣI — произведение номинального тока отключения на гарантированное число отключений.

Допустимое число отключений определим по формуле

$$R = \left[\frac{1,3\sigma_{\rho}}{2p_{\rho}} + \sqrt{\frac{1,3\sigma_{\rho}}{2p_{\rho}} + \frac{1}{p_{\rho}}} \right]^2 \quad (40)$$

Среднее время безотказной работы при постепенных отказах

$$\overline{T}_{2\sigma} = \frac{R}{\lambda_0} \quad (41)$$

Интенсивность восстановления определим по данным из таблицы 23 и формуле (34).

Таблица 23 Статистический ряд времени восстановления внезапных и постепенных отказов вводного масляного выключателя

восстановление			
16,6	20,0	22,8	19,8
25,6	25,9	19,6	21,4
18,0	24,6	19,4	21,2
18,4	22,0	17,1	18,6
21,3	21,1	17,5	17,5
T=20,4196		m=0,04897	

Таблица 24 Результаты расчетов

I _{max}	I _{min}	n	I _{откл}
7,5	5	20	20
SI	Pr	Sr	k
400	0,0066	0,01381	121

Интенсивность восстановления определим по формуле

$$\mu_{\text{вк}} = \frac{I}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i} \quad (42)$$

Вероятность восстановления масляного выключателя определяется по формуле

$$P_{\text{вос.вк}} = 1 - e^{-\mu} \quad (43)$$

Результаты расчетов по приведенным выше формулам сведены в табл. 25,26,27.

Аналогично проведем расчеты для секционного выключателя. Исходные данные и результаты расчетов сведены в табл. 25, 26, 27.

Таблица 25. Статистический ряд внезапных и постепенных отказов секционного выключателя

X, ч	X, ч	X, ч	Y, ч	Y, ч	Y, ч
8341,45	9107,29	9104	9637	12466	8128
9313,07	11096,7	11422,3	10820	15119	12321
11123	11982,9	11837	9137	15871	10675
13500	12238,5	13142	11801	12352	8682
16607,9	21820,4	16512,2	11483	12556	15490
10066,5	12275,9	14392,1	10180	10475	18424
6752,77	7111,97	8245,21	18883	17814	15031
7520,51	8170,86	7394,87	17455	18960	18088
					11143
T		l	Y _{ср}		L ₀
11212		8,9E-05	13320		7,5E-05

Таблица 26. Статистический ряд времени восстановления внезапных и постепенных отказов секционного выключателя

восстановление			
16,5	19,9	22,6	19,7
25,5	25,8	19,5	21,2
17,9	24,5	19,3	21,0
18,3	21,8	17,0	18,5
21,1	20,9	17,4	17,4
T=20,2969		m=0,04927	

Таблица 27. Результаты расчетов

I _{max}	I _{min}	n	I _{откл}
5,5	4	20	20
SI	pr	sr	k
400	0,00507	0,01057	162

Модель отказов воздушной линии электропередач

ЛЭП рассмотрим как элемент, условно состоящий из двух последовательно соединенных элементов. В одном из которых может появиться внезапный отказ, а в другом постепенный. Вероятность безотказной работы представим как произведение вероятности двух независимых событий соединенных последовательно относительно надежности [18]

$$P_{ЛЭП}(t) = P_{в}(t) * P_{п}(t) \quad (44)$$

Дальнейший расчет проведем, как и для трансформатора. Статистические данные, приведенные в таблице 28, приведены к единичной длине 1 км, как для внезапных и постепенных отказов.

Таблица 28. Статистический ряд внезапных и постепенных отказов для ЛЭП

X, г	X, г	X, г	Y, г	Y, г	Y, г
1	2	3	4	5	6
174,11	203,04	179,13	309,12	326,04	343,86
180,83	412,13	187,67	316,75	334,17	351,59
189,38	208,17	194,54	324,5	341,94	313,62
201,33	177,41	211,58	332,25	349,68	321,37
206,46	185,96	196,21	340,02	312,08	329,12
175,72	192,79	213,29	347,75	319,82	338,01
184,25	204,75	197,92	310,54	327,58	345,78
191,08	209,88	215,67	318,29	336,09	363,25
T		1	Y _{ср}		Dt
1904		0,00052523	331		10

В теории надежности в качестве основного распределения времени безотказной работы при внезапных отказах ЛЭП принимается показательное распределение

$$P(t) = e^{-\lambda t} \quad (45)$$

Постепенные отказы ЛЭП происходят в основном по причине износа изоляции. Износ можно описать законом распределения Вейбула-Гниденко.

$$P(t > T) = e^{-c(t-t_0)} \quad (46)$$

где t_0 — порог чувствительности, то есть элемент гарантировано не откажет, в интервале времени от 0 до t_0 может быть равно нулю. Тогда окончательно имеем

$$P_{ЛЭП}(t) = e^{-\lambda t} \cdot e^{-ct}. \quad (47)$$

Параметр показательного закона λ находим по формуле

$$\lambda_{ЛЭП} = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i}. \quad (48)$$

где \bar{x}_{cp} — среднее значение наработок на отказ.

Среднее время безотказной работы определим по формуле

$$\overline{T_{ЛЭП}} = \frac{1}{\lambda_{ЛЭП}}. \quad (49)$$

Оценим параметры распределения Вейбула-Гнеденко. Для этого вычислим среднее значение наработки на отказ

$$y_{cp} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m y_i.$$

Разобьем выборку y на интервалы, которые выберем по формуле

$$\Delta t = \frac{y_{max} - y_{min}}{1 + 3,3 \lg m} \quad (50)$$

Подсчитаем, сколько отказов попало в каждый из полученных интервалов

Относительную частоту событий определяем по формуле

$$p_i = m_i / m. \quad (51)$$

Таблица 29. Число отказов в интервале

интервалы	1	2	3	4	5	6
мин	309,12	318,86	328,61	338,35	348,10	357,84
макс	319	329	338	348	358	368
1	309,12	316,75	324,5	332,25	340,02	347,75
2	310,54	318,29	326,04	334,17	341,94	349,68
3	312,08	319,82	327,58	336,09	343,86	351,59
4	313,62	321,37	329,12	338,01	345,78	363,25
Y _{ср}	311	319	327	335	343	353
p _i	0,1666666	0,1666666	0,1666666	0,16667	0,16667	0,16667
D	s	n	1/a	C	T	l
199	14	0,0425237	0,035	5,7E-73	331	0,00302

Определим среднее значение для каждого интервала

$$\bar{y}_i = \frac{1}{m_i} \sum_1^m y_i \quad (52)$$

Вычислим значение дисперсии D по формуле

$$D = \sum_{i=1}^R (\bar{y}_i - \bar{y}_{cp})^2 \cdot p_i \quad (53)$$

Определим среднеквадратичное отклонение

$$\sigma = \sqrt{D}.$$

Вычислим коэффициент вариации по формуле

$$\bar{v} = \frac{\sigma}{\bar{y}_{cp}} \quad (54)$$

По номограмме находим значение параметра формы [18] $1/\alpha=0,36$.

По найденным значениям вычислим параметр масштаба C распределения Вейбула-Гнеденко

$$c = \left(\frac{\bar{y}_{cp}}{\Gamma(1 + \frac{1}{\alpha})} \right)^{-\alpha}; \quad (55)$$

$$\Gamma(1,36)=0,8902$$

Среднее время безотказной работы для распределения Вейбула-Гнеденко определим по формуле

$$\bar{T}_{2ЛЭП} = \frac{\Gamma(1 + 1/\alpha)}{c^{1/\alpha}}; \quad (56)$$

$$\lambda_{2ЛЭП}=1/\bar{T}_{2ЛЭП}.$$

В таблице 30 представлен статистический ряд восстановления отказов ЛЭП.

Интенсивность восстановления определим по формуле (34).

Вероятность восстановления ЛЭП определяется по формуле

$$P_{\text{вос.ЛЭП}} = 1 - e^{-\mu}. \quad (57)$$

Таблица 30. Статистический ряд восстановления внезапных и постепенных отказов ЛЭП

восстановление			
7,1	9,2	11,3	13,4
8,9	10,9	13	8,6
10,7	12,7	8,1	10,3
12,3	4,8	9,9	12,1
4,5	9,6	11,7	18,8
T=10,395		□=0,0962	

Результаты расчетов по приведенным выше формулам сведены в таблицы 28, 29, 30.

Расчет надежности схемы электроснабжения

Расчет проведем аналитическим методом. Представляем связи между элементами в виде последовательных и параллельного их соединения, описываем отключение потребителей. Поэтапное эквивалентирование расчетной схемы на рисунке б из последовательно и параллельно соединенных элементов позволяет оценить показатели надежности схемы электроснабжения. Анализ системы последовательно соединенных, восстанавливаемых элементов будем проводить с учетом двух

условий: первое при отказе одного элемента интенсивности отказа оставшихся в работе элементов не изменяются; второе восстановление не ограничено, т.е. любой отказавший элемент начинает немедленно восстанавливаться.

Для электротехнического оборудования принято выделять четыре составляющих времени восстановления

$$\tau = t_{\text{об}} + t_{\text{ор}} + t_{\text{л}} + t_{\text{ов}} \quad (58)$$

где $t_{\text{об}}$ – время обнаружения; $t_{\text{ор}}$ – время организации; $t_{\text{л}}$ – время ликвидации отказа; $t_{\text{ов}}$ – время опробывания и включения в работу.

Поскольку каждая составляющая представляет собой случайную величину со своим законом распределения, интенсивность восстановления являются величиной не постоянной. Однако на основании теоремы теории восстановления с достаточной точностью можно воспользоваться показательным законом распределения. Интенсивность восстановления определяется по данным статистического ряда $Z_1 \dots Z_n$, где Z_i – время восстановления после отказа. Интенсивность восстановления

$$\mu = \frac{1}{\frac{1}{n} \cdot \sum_1^n Z_i} \quad (59)$$

Интенсивность восстановления всех элементов схемы была рассчитана в предыдущем разделе.

Для системы из n последовательно соединенных восстанавливаемых элементов суммарная интенсивность отказов цепи, может быть найдена по выражению

$$\Lambda = \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_i}. \quad (60)$$

Среднее время безотказной работы последовательной цепи

$$T_{CP} = 1/\Lambda. \quad (61)$$

Среднее время восстановления

$$\tau_{CP} = \frac{1}{\Lambda} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_i \cdot \mu_i} \quad (62)$$

Вероятность безотказной работы системы из n последовательно соединенных элементов на интервале времени от 0 до t0

$$P = e^{-\Lambda t} \quad (63)$$

Коэффициент готовности

$$K = \frac{T_{CP}}{T_{CP} + \tau_{CP}}. \quad (64)$$

При расчете учитываем, что сами шины и вводные выключатели на 27,5 и 10 кВ одинаковые, и будем рассматривать надежность электроснабжения по одному из низших напряжений, упростим исходную схему рисунок 12 до расчетной рисунок 13.

Рассчитаем последовательные звенья схемы, представленной на рисунке 16. Так как схема состоит из двух одинаковых в отношении

надежности параллельных ветвей, то проведем расчет только для одной ветви. Упростим схему для этого каждую последовательную цепочку элементов заменим на эквивалентный в отношении надежности элемент Э1 и Э2 (рисунок 14). Тогда заменим последовательно соединенные элементы: Л1.1, Л1.2, Р1, Р1.1, В1, Т1.1, Т1.2, Ш1, В1.1, В1.2, Ш3 на эквивалентный элемент Э1 (рисунок 14). Характеристики надежности данного элемента определим по выражениям (58)-(64).

Интенсивность отказов

$$\begin{aligned} \Lambda = & 1/ТЛ1.1 + 1/ТЛ1.2 + 1/ТР1 + 1/ТВ1 + 1/ТР1.1 + 1/ТТ1.1 + 1/ТТ1.2 + 1/ТШ \\ & 1 + 1/ТВ1.1 + 1/ТВ1.2 + 1/ТШ3 = 1/1699440 + 1/2899560 + 1/61320 + 1/33848 + 1/3 \\ & 4984 + 1/40974 + 1/56209 + 1/878224 + 1/11212 + 1/13320 \\ & + 1/878224 = 0.000289, \text{ ч}^{-1}. \end{aligned}$$

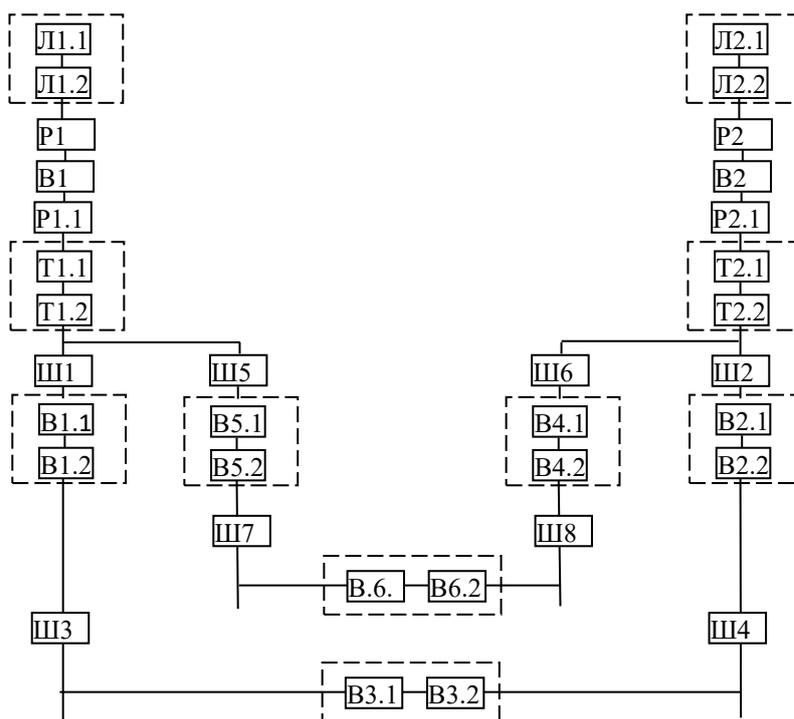


Рисунок 12. Схема электроснабжения в отношении надежности

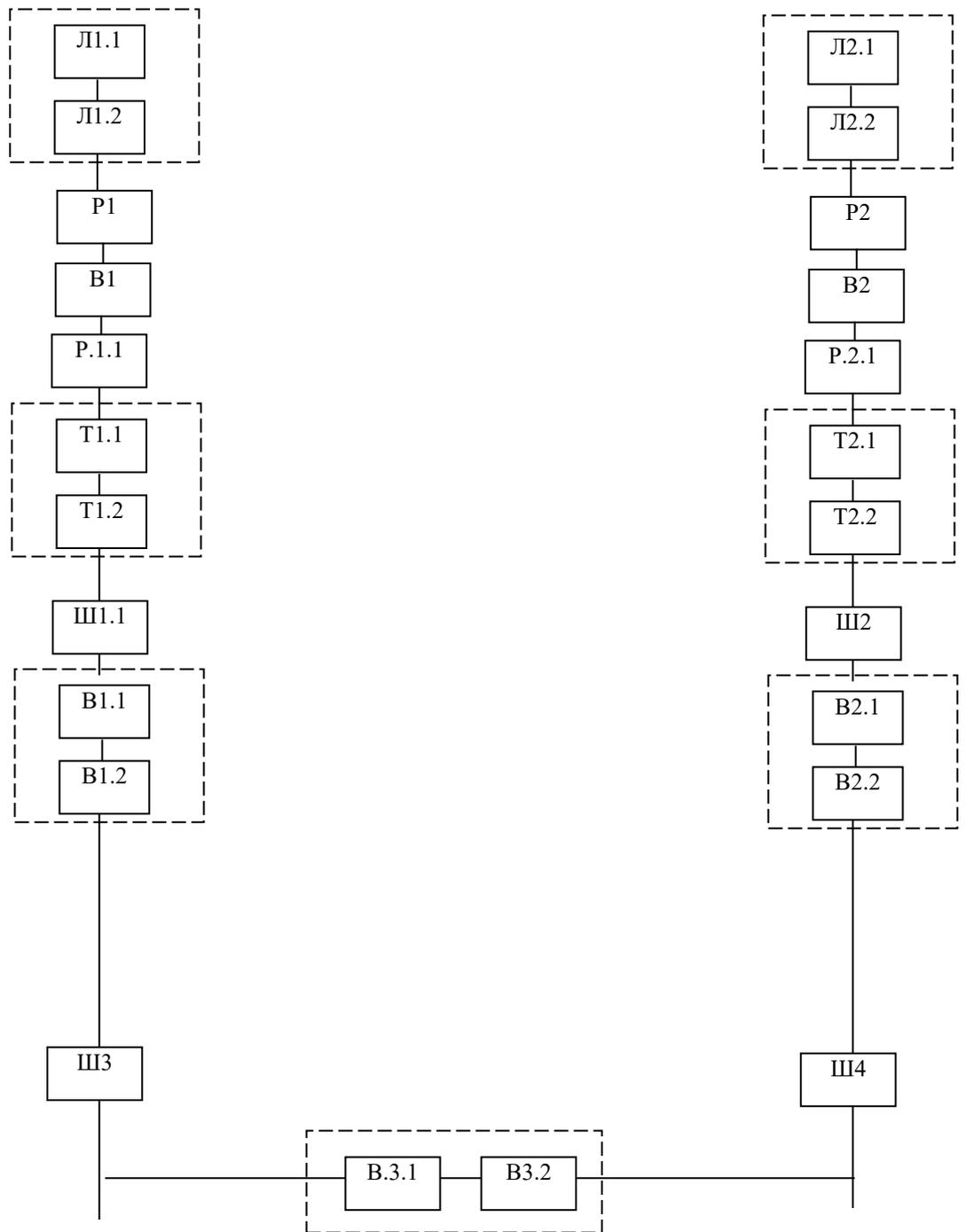


Рисунок 13 Упрощенная схема электроснабжения в отношении надежности

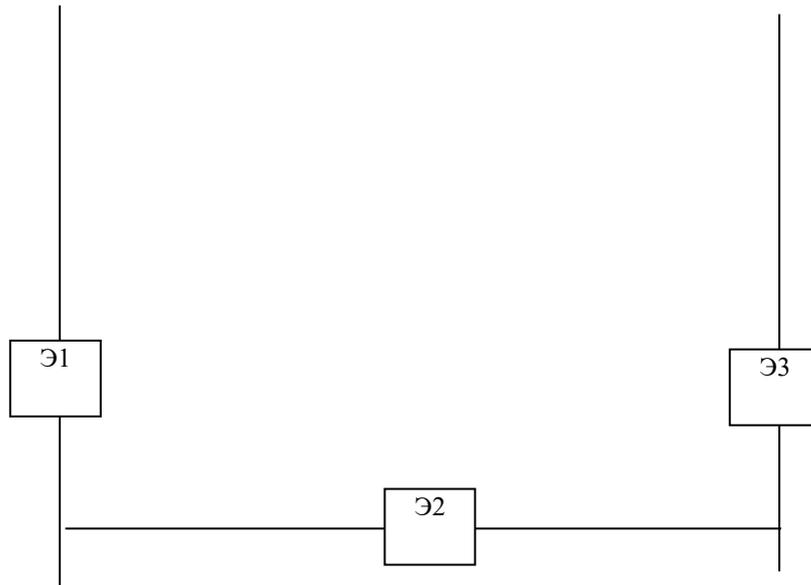


Рисунок 14. Эквивалентная схема



Рисунок 15. Преобразованная эквивалентная схема

Среднее время безотказной работы последовательной цепи

$$TSP = 1/\Lambda = 1/0.000289 = 3460, \text{ ч.}$$

Среднее время восстановления

$$\tau_{CP} = \frac{1}{\Lambda} \cdot \sum_1^n \frac{1}{T_i \cdot \mu_i} = \frac{1}{0,000289} \left(\frac{5.8}{1699440 \cdot 0.0962} + \frac{5.8}{2899560 \cdot 0.0962} + \frac{1}{61320 \cdot 0.1225} \right. \\ \left. + \frac{1}{33848 \cdot 0.12517} + \frac{1}{34984 \cdot 0.1225} + \frac{1}{40974 \cdot 0.465} + \frac{1}{56209 \cdot 0.465} + \frac{1}{878224 \cdot 0.3003} \right. \\ \left. + \frac{1}{11212 \cdot 0.0493} + \frac{1}{13320 \cdot 0.0493} + \frac{1}{878224 \cdot 0.287} \right) = 14,14 \text{ ч.}$$

Интенсивность восстановления можно определить, как величину, обратную среднему времени восстановления

$$\mu_i = \frac{1}{\tau_{CPi}} = \frac{1}{14,14} = 0,07 \text{ ч}^{-1}$$

Коэффициент готовности

$$K = \frac{T_{CP}}{T_{CP} + \tau_{CP}} = \frac{3460}{3460 + 14,14} = 0,996$$

Секционный выключатель, представленный в отношении надежности как два последовательно включенных элемента заменим на один эквивалентный Э2 (рисунок 14), и произведем его расчет.

Интенсивность отказов

$$\Lambda 1 = 1/TB3.1 + 1/TB3.2 = 1/10516 + 1/12350 = 0.000176, \text{ ч}^{-1}.$$

Среднее время безотказной работы последовательной цепи

$$T_{CP1} = 1/\Lambda = 1/0.000176 = 5679, \text{ ч.}$$

Среднее время восстановления

$$\tau_{CP1} = \frac{1}{\Lambda} \cdot \sum_1^n \frac{1}{T_i \cdot \mu_i} = \frac{1}{0,000176} \left(\frac{1}{10516 \cdot 0.0489} + \frac{1}{12350 \cdot 0.0489} \right) = 20,45 \text{ ч}$$

Интенсивность восстановления можно определить, как величину, обратную среднему времени восстановления

$$\mu_1 = \frac{1}{\tau_{CP1}} = \frac{1}{20,45} = 0,049 \text{ ч}^{-1}.$$

Коэффициент готовности

$$K_1 = \frac{T_{CP1}}{T_{CP1} + \tau_{CP1}} = \frac{5679}{5679 + 20,45} = 0,9964.$$

Далее определим параметры последовательного соединения элементов Э1 и Э2 по выражениям (58)-(64)

Интенсивность отказов

$$\Lambda = 1/T_{Э1} + 1/T_{Э2} = 1/3460 + 1/5679 = 0,000465, \text{ ч}^{-1}.$$

Среднее время безотказной работы последовательной цепи

$$T_{CP} = 1/\Lambda = 1/0,000465 = 2150, \text{ ч}.$$

Среднее время восстановления

$$\tau_{CP} = \frac{1}{\Lambda} \cdot \sum_1^n \frac{1}{T_i \cdot \mu_i} = \frac{1}{0,000465} \left(\frac{1}{3460 \cdot 0,07} + \frac{1}{5679 \cdot 0,049} \right) = 16,6 \text{ ч}.$$

Интенсивность восстановления можно определить, как величину, обратную среднему времени восстановления

$$\mu_i = \frac{1}{\tau_{CPi}} = \frac{1}{16,6} = 0,06 \text{ ч}^{-1}.$$

Коэффициент готовности

$$K = \frac{T_{CP}}{T_{CP} + \tau_{CP}} = \frac{2150}{2150 + 16,4} = 0,9924$$

Схема преобразуется к виду, представленному на рисунке 15.

Учет резервирования

Анализ систем параллельно соединенных восстанавливаемых элементов будем проводить с учетом четырех условий [41]:

резервный элемент работает в нагруженном режиме;

восстановление отказавших элементов не ограничено;

во время восстановления в элементах не могут возникать вторичные отказы;

совпадение моментов наступления двух различных событий считаем практически невозможным.

Интенсивность отказов каждого из элементов λ_i найдена в предыдущем расчете. Интенсивность восстановления можно определить, как величину, обратную среднему времени восстановления

$$\mu_i = \frac{1}{\tau_{CPi}}. \quad (65)$$

Определим вероятности каждого из четырех состояний для стационарного режима. Система может находиться в четырех состояниях, три из которых являются работоспособными, четвертое – отказ:

оба элемента работают;

отказал первый элемент;

отказал второй элемент;

отказали оба элемента.

Вероятность первого состояния

$$p_1 = \frac{\mu_1 \cdot \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}.$$

Вероятность второго состояния

$$p_2 = \frac{\Lambda_1 \cdot \mu_2}{(\Lambda_1 + \mu_1)(\Lambda_2 + \mu_2)}.$$

Вероятность третьего состояния

$$p_3 = \frac{\mu_1 \cdot \Lambda_2}{(\Lambda_1 + \mu_1)(\Lambda_2 + \mu_2)}.$$

Вероятность четвертого состояния

$$p_4 = \frac{\Lambda_1 \Lambda_2}{(\Lambda_1 + \mu_1)(\Lambda_2 + \mu_2)}.$$

Коэффициент готовности системы

$$KS = p_1 + p_2 + p_3.$$

Коэффициент простоя системы

$$RS = p_4.$$

Определив коэффициент простоя, коэффициент готовности найдем как

$$KS = 1 - p_4.$$

Вероятность четвертого состояния

$$\begin{aligned} p_4 &= \frac{\Lambda_2 \Lambda_i}{(\Lambda_2 + \mu_2)(\Lambda_i + \mu_i)} = \\ &= \frac{0,000465 \cdot 0,000289}{(0,000289 + 0,07)(0,000465 + 0,06)} = 0,000032. \end{aligned}$$

Коэффициент готовности

$$KS = 1 - p_4 = 1 - 0,000032 = 0,999968$$

Интенсивность отказа системы из двух взаиморезервирующих элементов

$$\Lambda S = \Lambda_{Э3} \cdot R_{Э3} + \Lambda_{Э12} \cdot R_{Э12} = 0,000289 \cdot (1-0,996) + 0,000465 \cdot (1-0,9924) = 0,00000469.$$

Среднее время безотказной работы системы

$$T_{CPS} = 1/\Lambda S = 1/0,00000469 = 213219 \text{ ч.}$$

Для большей части элементов электрических систем отношения $\lambda/\mu = 10^{-3} \dots 10^{-4}$, поэтому в пределах $t \leq 4 \dots 5 \cdot t_B$ справедливо соотношение

$$\mu_s = \mu_2 + \mu_i = 0,07 + 0,06 = 0,13.$$

Поскольку ограничение на восстановление не вводилось, то

$$\tau_{CPS} = \frac{\tau_{CP} \cdot \tau_{CP2}}{\tau_{CP} + \tau_{CP2}} = \frac{14,14 \cdot 16,6}{14,14 + 16,6} = 7,64 \text{ ч.}$$

Таким образом, результаты вычислений показывают, что существующая схема ПС Совгавань-тяговая обладает достаточной надежностью.

Выводы

В Главе 3 анализ схемного решения ПС Совгавань-тяговая показал, что выбор подстанции тупикового типа вполне удовлетворяет основным требованиям (надежности, оперативной гибкости, экономической целесообразности). На основании проведенного расчета токов КЗ был произведен выбор инновационного оборудования для ОРУ-110. Выбранное оборудование прошло проверку на соответствие своих технических характеристик к требуемым параметрам. Для повышения управляемости, наблюдаемости и снижение затрат на обслуживающий

персонал на подстанции было предложено установить систему АСДУ ТП, что позволит успешно решать задачи оперативного управления и ликвидации аварийных ситуаций.

Для оценки надежности выбранной схемы электроснабжения был использован аналитический метод. Расчеты подтвердили, что спроектированная схема обладает достаточной надежностью.

4 ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ ПРОЕКТА

Инвестиционная привлекательность проекта — это комплексный показатель, характеризующий целесообразность инвестирования средств в данный проект. Она отражает отношение инвестиционного потенциала к рискам, связанным с проектом. То есть необходимо понять отношение уровня ожидаемых доходов, сроков окупаемости, будущих перспектив инвестиционного проекта к рискам невозврата капитала, неполучения дохода от проекта [44].

Эффективность инвестиционного проекта — категория, отражающая соответствие проекта целям и интересам его участников. Определение эффективности осуществляют инвесторы или по их поручению специальные консалтинговые фирмы, центры, которые непосредственно отвечают материально и законодательно за воздействие на окружающую природную и социальную среду по результатам инвестирования.

Объективность оценок связана с точностью определения объемов первоначальных капиталовложений, текущих расходов и поступлений на весь период реализации проекта. Вся условность подобных данных очевидна даже в условиях стабильной экономики с предсказуемым уровнем и структурой цен и высокой степенью изученности рынков. В российской же экономике объем допущений, которые приходится делать при расчетах денежных потоков, выше [45-47].

Рекомендуется оценивать следующие виды эффективности ИП:

- эффективность проекта в целом;
- эффективность участия в проекте.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поиска источников финансирования.

Она включает: общественную (социально-экономическую) эффективность проекта; коммерческую эффективность проекта. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления ИП для общества в целом, в том числе как непосредственные результаты и затраты проекта, так и «внешние», к которым относятся затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели коммерческой эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для участника в предположении, что он производит все необходимые для реализации проекта затраты и пользуется всеми его результатами. Показатели эффективности проекта в целом характеризуют, с экономической точки зрения, технические и организационные проектные решения.

В основе оценки эффективности проекта лежит сравнительный анализ объема предлагаемых инвестиций в инновационное оборудование и будущих денежных поступлений. Сравнимые величины относятся в большинстве случаев к различным временным периодам. Поэтому наиболее важной проблемой в этом случае, так же как и при определении экономической эффективности новой техники и технологии, является проблема сравнения доходов и затрат и приведения их в сопоставимый вид.

Причинами проведения процесса дисконтирования (т.е. приведения в сопоставимый вид) могут являться инфляция, нежелательная динамика инвестиций, падение промышленного производства, различные горизонты прогнозирования, изменения в налоговой системе и т.д.

4.1 Методы оценки эффективности инвестиционного проекта

В настоящее время для оценки инвестирования предприятий применяются следующие методы:

- статические;
- альтернативные;
- динамические.

Каждый из представленных методов как обладает достоинствами, так и не лишен недостатков.

Преимуществом статистического метода является простота алгоритма расчетов. Основным недостатком является отсутствие возможности оценки доходности после срока окупаемости, а также невозможностью его использовать при расчете эффективности проекта, связанного с созданием новейшего продукта.

К альтернативным методам относятся:

- метод скорректированной приведённой стоимости;
- метод добавленной стоимости;
- метод реальных опционов.

Метод скорректированной приведённой стоимости позволяет разбить денежный поток на несколько компонентов, для которых эффективность оценивается отдельно с учетом стоимости страхования рисков, а также выделяемых субсидий и льгот. Наиболее эффективен этот метод для оценки инвестиционных проектов с несколькими источниками финансирования.

Главный недостаток метода скорректированной приведённой стоимости состоит в необходимости исследования значительного объема дополнительных данных. Рассчитывается как чистая стоимость (NPV) плюс приведённая стоимость (PV) [48].

Метод добавленной стоимости позволяет оценить доходность вложений, которые должны превышать средневзвешенную стоимость капитала. Основным достоинством метода следует назвать возможность определить неэффективное использование средств инвестиционного проекта. Недостатком является невозможность формирования прогноза для проектов со сложными денежными потоками с необходимостью учета временного фактора. Рассчитывается как разность выручки от реализации продукции и стоимости ресурсов, затраченных на производство [49,50].

Метод реальных опционов позволяет оценить созданные или приобретенные объекты инвестирования в течение длительного времени. Основным достоинством метода является возможность оценки всего проекта.

Динамические методы также называются дисконтированными, отсюда следует, что они базируются на теории временной стоимости денег. Основными показателями оценки эффективности инвестиционных проектов динамическим методом являются чистая настоящая (приведенная) стоимость, период окупаемости проекта и индекс прибыльности. Чистая настоящая стоимость (NPV – Net Present Value) – это разница между суммой денежных поступлений от реализации инвестиционного проекта, дисконтированных к текущему моменту времени, и суммой дисконтированных к текущему моменту времени стоимостей всех затрат, необходимых для реализации этого проекта.

Критерием для оценки проекта служит знак чистой настоящей стоимости (NPV). Если $NPV > 0$, то проект принимается, если $NPV < 0$.

Методы оценки эффективности проекта, основанные на дисконтированных оценках, значительно более точны, так как учитывают различные виды инфляции, изменения процентной ставки, нормы доходно-

сти и т.д. К этим показателям относят метод индекса рентабельности (profitability index, PI), чистую стоимость, иначе называемую “чистый дисконтированный доход” (net present value, NPV), и внутреннюю норму доходности (internal rate of return, IRR).

Дисконтирование – определение стоимости денежных потоков, относящихся к будущим периодам. С экономической точки зрения ставка дисконтирования – это норма доходности на вложенный капитал, требуемая инвестором. При помощи ставки дисконтирования можно определить сумму, которую инвестору придется заплатить сегодня за право получить предполагаемый доход в будущем. Внутренняя норма доходности (IRR – Internal Rate of Return) – это норма доходности, при которой чистая настоящая стоимость равна нулю, т.е. дисконтированный по данной ставке денежный поток от проекта равен начальным инвестициям в проект [51].

4.2 Расчет чистого дисконтированного дохода

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{ок-п}} (O_{pt} - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{ок-п}} (П_{qt} - I_{AMt}), \quad (66)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

I_{AMt} – амортизационные отчисления.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей Δ_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования), принимая во внимание тот факт, что наш проект сооружается на протяжении 3 лет и то, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации.

$$\text{ЧДД} = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^t}, \quad (67)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_t – полные эксплуатационные расходы;

H_t – отчисления налога на прибыль;

E – ставка рефинансирования, $E = 0,075$, согласно Информационному письму Банка России от 22.10.2021[11].

ЧДД на первом году строительства:

$$\text{ЧДД}_1 = \frac{1,5 \cdot (-K_{об})}{(1 + E)^1} = -5,586 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

ЧДД на четвертом году:

$$\text{ЧДД}_4 = \frac{O_p - K_{\Sigma} - I_t - H_t}{(1 + E)^4} = 2,384 \times 10^5 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчет чистого дисконтированного дохода представлен в приложении Б

На рисунке 16 показана диаграмма расчета чистого дисконтированного дохода для нашего проекта, из которой видно, что срок окупаемости инвестиций составит 4 года. Произведенный расчет подтверждает, что с экономической точки зрения вложенная сумма инвестора окупится за указанный срок, что допустимо.

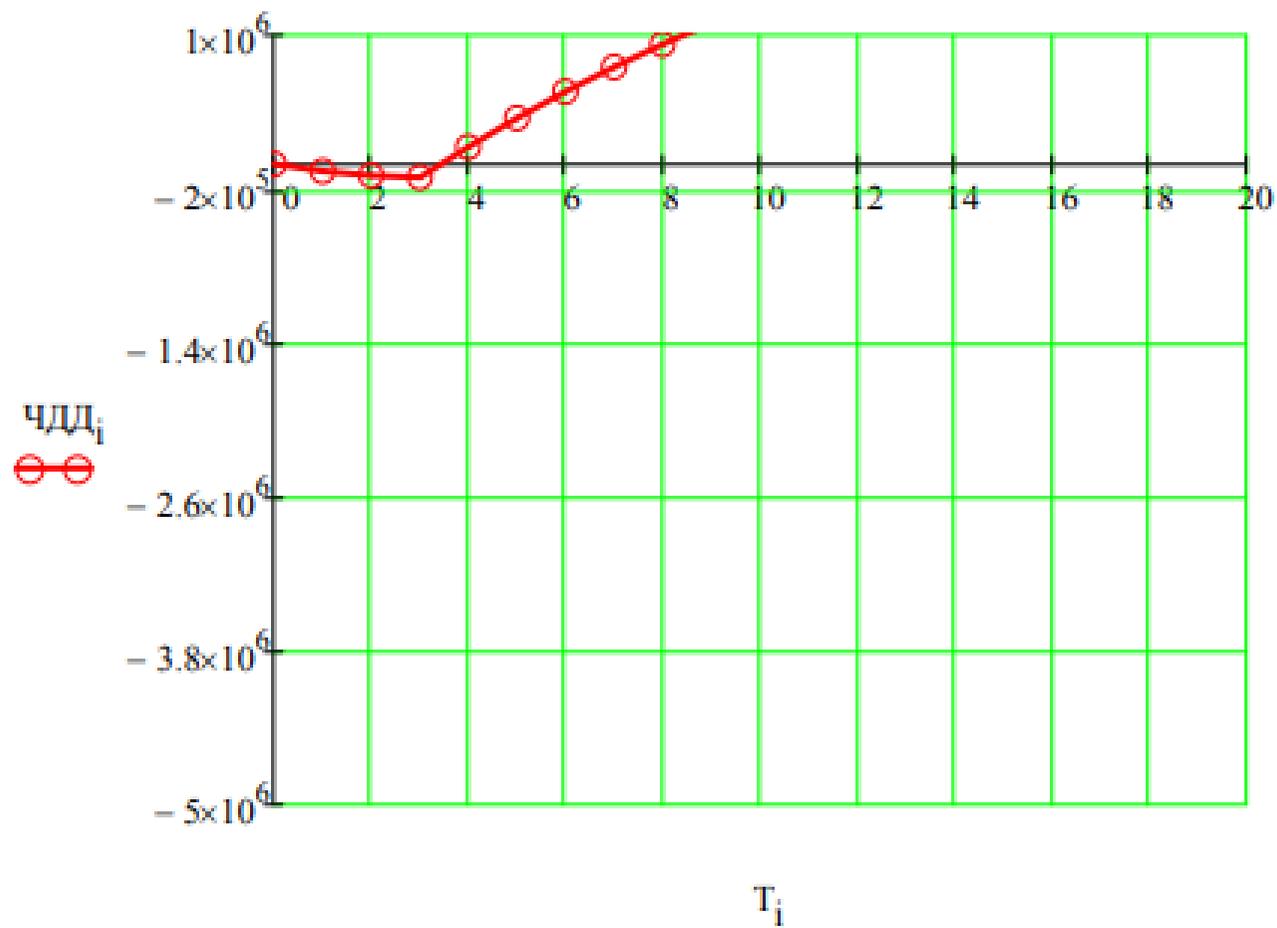


Рисунок 16 Расчет ЧДД

Принимаем допущения:

1. строительство проекта осуществляется в течении 3 лет;
2. инвестирование разбито на доли и осуществляется в течение всех 3 лет;
3. получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с 3 года строительства.

График строится нарастающим итогом, т.е. к текущему значению ЧДД прибавляется последующее значение. Оценка экономической эффективности с учетом фактора времени (расчетного периода) объекта приведена в Приложении А.

Выводы

В Главе 4 для оценки инвестиционной привлекательности проекта был проведен анализ существующих методов оценки эффективности инвестиционных вложений. В результате анализа установлено, что метод, основанный на дисконтированных оценках, является самым точным и показательным для решения поставленной задачи. Проведенный расчет чистого дисконтированного дохода показал, что появление прибыли возможно лишь с 4 года реализации проекта. Согласно [51] хорошей окупаемостью инвестиций считается минимум 4 года и максимум 8 лет. В связи с этим и с положительным значением ЧДД данный проект рекомендуется к реализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации была предложена и разработана надежная эффективная электрическая сеть с использованием инновационных подходов для электрификации железной дороги

В работе решены следующие задачи:

- проведен структурный и режимный анализ действующей электрической сети, проанализировано техническое состояние основного оборудования, выявлены проблемные участки;

- смоделированы в ПВК RastrWin, рассчитаны и проанализированы нормальные и аварийные режимы работы сети, проведен структурный анализ потерь и основных параметров режима существующей электрической сети;

- проведена оценка направлений развития электрической сети при подключении тяговой нагрузки, на основании технико-экономического сравнения выбран оптимальный вариант;

- на основании расчетов токов КЗ произведен выбор инновационного оборудования, выполнена оценка надежности работы подстанции и электроснабжения потребителей;

- проведена оценка экономической эффективности и инвестиционной привлекательности проекта с использованием современных методов.

Результаты проведенных исследований и разработок позволяют сделать вывод о том, что предложенный вариант инновационного развития электрической сети Советско-Гаванского района Хабаровского края для электрификации железной дороги эффективен и ведет к повышению надежности электроснабжения потребителей, снижению потерь мощности электроэнергии. Предложенный вариант инновационного развития электрической сети может быть применен на практике.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. г. Москва, 2020 г. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZRb7wx.pdf>. (Дата обращения 29.04.22)

2 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на период 2021-2025 гг, г. Санкт-Петербург, 2021 г. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://tek.khabkrai.ru/?menu=getfile&id=2156&view=1> (Дата обращения 29.04.22)

3 Программный комплекс «RastrWin-3» – 4-е изд., с изм. и доп. – спб.: ДЕАН, 2013. – 52 с. Руководство пользователя.

4 Программные комплексы в учебном проектировании электрической части станций / Р.А. Ванштейн – Томск: Издательство политехнического университета, 2010.

5 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003.

6 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электрической энергии : Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.

7 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. - М.: 16 с.

8 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: Методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Б. : Издательство АмГУ, 2015. – 43 с.

9 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических

сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. : НТФ «Энергоспогресс», 2012. – 376 с.

10 Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 964 с.

11 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / Под ред. В.М. Блок. - М. : Высшая шк., 2011. – 383 с.

12 Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования.-М.: Директ-Медиа, 2014. – 414 с.

13 Постановление №50/7 от 28.12.2021 г. Комитета по ценам и тарифам Правительства Хабаровского края. Об установлении тарифов для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, приобретающих ее в целях компенсации потерь в сетях, принадлежащих данным организациям на праве собственности или другом законном основании на 2022 год

14 Пышкин. А. А. Электроснабжение железных дорог: учеб. пособие / А. А. Пышкин. — Екатеринбург: УрГУПС, 2016. — 373 с.

15 Почаец В.С. Введение в специальность Электроснабжение на железнодорожном транспорте. — М.: Маршрут, 2005. — 139 с.

16 Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.30.010-2008 «Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения

17 Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 -29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» (НТП ПС)

18 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.

19 ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

20 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования». – Введ. 23.03.1998 г. – М.: Московский энергетический институт. – 131 с.

21 Кучеров Ю.Н. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике / Ю.Н. Кучеров, А.Ф. Дьяков, В.Г. Китушин, Д.С. Крупнев, А.И. Куменко, Г.П. Кутовой, Л.М. Лебедева, Л.А. Левина, С.И. Магид, Н.А. Манов, А.Н. Назарычев, В.А. Непомнящий, В.А. Овсейчук, В.Р. Огороков, Б.В. Папков, Н.И. Пяткова, Ю.А. Рыжов, Г.Б. Славин и др. М: ООО «Издательский Дом «Энергия», 2013.

22 Коротаева О.В. Инновационное развитие электроэнергетических систем (ЭЭС) в рамках разработки современных подходов к построению системы управления энергокомпаниями/ В.Н. Огородников, Ю.А. Поленов, О.В. Коротаева// Экономика региона, 2013, №1

23 КРУЭ-110 комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/vyklyuchateli-elegazovye-kolonkovye/kruue-110/ (Дата обращения 11.05.22)

24 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, СО 153-34.20.118-2003

25 Силовые трансформаторы. Справочная книга / Под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханина. — М.: Энергоатомиздат, 2004. — 616 с.

26 ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

27 Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168с.

28 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

29 Телемеханика тяговой подстанции [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://pluton.by/index.php?p=214> (Дата обращения 11.05.22)

30 Туйгунова А.Г., Худоногов И.А. Обоснование применения микропроцессорной системы телемеханики АМТ для телемеханизации диспетчерского круга Иланской дистанции электроснабжения // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2012. №3. С.98-101.

31 Грибачев О.В. Оперативное управление дистанцией электроснабжения железных дорог. — М.: Маршрут, 2006. — 184 с.

32 Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках до 1000В: учебное пособие/ А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во томского политехнического университета, 2009. – 168с.

33 Почаевец В.С. Автоматизированные системы управления устройствами электроснабжения железных дорог. Почаевец В.С. - М.: Маршрут, - 318 с.

34 Новые технологии в сооружении и реконструкции тяговых подстанций. Марикин А.Н, Мизинцев А.В: Учебное пособие для вузов ж.-д. транспорта. — М.: ГОУ «Учебно- методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2008. — 220 с.

35 Крюков А.В., Закарюкин В.П., Абрамов Н.А. Ситуационное управление режимами систем тягового электроснабжения: монография. - Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та путей сообщения. - 2010. - 123 с.

36 Ставка рефинансирования Центрального банка Российской Федерации. [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm.htm- 20.11.21. (Дата обращения 11.05.22) Гук Ю.Б. Основы надежности электроэнергетических установок. – Л.: ЛГУ, 1980 – 478 с.

37 Овчаренко А.С., Рабинович М.Л. Технико-экономическая эффективность систем электроснабжения промышленных предприятий. Киев.: Техника, 1977. – 172 с.

38 Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.

39 Савина Н.В. Надежность систем электроэнергетики: Учебное пособие. // Н.В.Савина – Благовещенск: Изд – во АМГУ, 2011. – 269 с.

40 Жданов П.С. Вопросы надежности и устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. – М.: Энергия, 2006. – 456 с.

41 Лыкин А. В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В.Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

42 СТО 5694700729.240.35.146-2013 – Проведение расчетов затрат на строительство подстанций с КРУЭ

43 Мантикова А. И., Мантикова И. И. Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов // Научное сообщество

студентов XXI столетия. Экономические науки: сб. ст. по мат. XXI междунар. студ. науч.- практ. конф. № 6(21).

44 И.П.Лебедева, Л.Е.Соколова. Организация инвестиционной деятельности в рыночной экономике. – М.; Изд. МЭИ, 1997.

45 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 648 с.

46 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждённые Приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. № 229, зарегистрированные Минюстом России от 20.06.03 №4799

47 Файбисович, Д. Л. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с

48 Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 года

49 Яшин С.Н., Яшина Н.И., Кошелев Е.В. Финансирование инноваций и инвестиций предприятий: Монография. - Нижний Новгород: Изд-во ВГИПУ, 2015. С. 41.

50 Федеральный закон «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» от 15 июля 1998 года

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет режима максимальных нагрузок

Узлы

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	ВАНИНО ЗТ	110	0	1									114,28	-3,22
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	1 235		10	0	1	2,8	0,9							10,92	-3,34
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 221	ЛЕСОЗАВОДСКАЯ	35	0	1	0,2	0,1							37,23	-3,23
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 223	МОНГОХТО	35	0	1	3,0	0,6							37,49	-4,00
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 227	РП-4	35	0	1	5,0	1,0							36,96	-3,24
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 251	ОТП Т4Ф	35	0	1									36,94	-2,85
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 229	РП-1	35	0	1	1,0	0,1							36,94	-2,85
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 230	Высокогорная 220/35	35	0	1									36,94	-2,85
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 254	ОТП Т5Ф	35	0	1									36,94	-2,85
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 231	ТИШКИНО	35	0	1	2,9	0,7							37,95	-3,31
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 232	ЗТ	35	0	1	5,3	1,4							37,95	-3,31
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 233	ЮЖНАЯ	35	0	1	1,3	0,9							37,28	-3,22
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 234		35	0	1	1,0	0,1							37,27	-3,22
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 235		35	0	1									38,23	-3,19
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 250	М.ГРЭС 1сш	35	0	1									36,92	-2,78
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	3 143	ВАНИНО 220/110	110	0	1	3,4	2,0							116,94	-1,48
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	4 007	СЕЛИХИНО 220/110	220	0	1	7,0	-6,1						1 430,0	230,64	-1,11
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	4 008	Высокогорная 220/35	220	0	1									236,55	-1,46
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	4 009	В/ГОР 1С	220	0	1									236,56	-1,46
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	4 010	УКТУР 220/35/10	220	0	1	0,6	0,2							234,40	-1,35
21	<input type="checkbox"/>		База	4 200	Комсомольская 500/220	500	0	1	3,0	1,5	10,5	-11,8	490,0	-500,0	500,0		490,00	-0,91
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	4 300		220	0	1									230,50	-1,01

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима максимальных нагрузок

Узлы

23	<input type="checkbox"/>	Нагр	4 400	ВАНИНО 220/110	220	0	1												236,57	-1,46
24	<input type="checkbox"/>	Нагр	4 411	1АТ	220	0	1												236,46	-1,48
25	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 400		10	0	1												11,31	-1,48
26	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 240	КИСЛОРОДНАЯ	35	0	1	2,3	1,0										38,30	-3,07
27	<input type="checkbox"/>	Нагр	1 237		10	0	1												10,92	-3,34
28	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 244	ГОРОДСКАЯ	35	0	1	3,6	0,6										38,12	-3,14
29	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 245	ЭГТЕ 1Т	35	0	1												36,64	-2,15
30	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 246	ЗТ	35	0	1	0,8	0,2										36,64	-2,15
31	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 248	ВОСТОК	35	0	1	0,1											36,61	-2,20
32	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 252	МГРЭС 2сш	35	0	1												36,92	-2,78
33	<input type="checkbox"/>	Нагр	24	ВАНИНО 4Т	110	0	1												114,28	-3,21
34	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 237	ТОКИ	35	0	1	0,6	0,3										38,23	-3,19
35	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 239		35	0	1	2,5	1,3										37,97	-3,42
36	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 249	ТЕРМИНАЛ	35	0	1	1,2	0,5										37,97	-3,42
37	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 253	отп Т2Ф	35	0	1												36,67	-2,29
38	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 255	Строительная	35	0	1	0,4	0,2										36,63	-2,17
39	<input type="checkbox"/>	Нагр	40 071		220	0	1												230,67	-1,11
40	<input type="checkbox"/>	Нагр	1	2АТ	220	0	1												236,71	-1,40
41	<input type="checkbox"/>	Нагр	2		110	0	1												117,06	-1,40
42	<input type="checkbox"/>	Нагр	3		10	0	1												11,32	-1,40
43	<input type="checkbox"/>	Нагр	22 210		35	0	1												37,23	-3,22
44	<input type="checkbox"/>	Нагр	2 242	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	35	0	1	8,1	1,6										37,85	-3,02

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Расчет режима максимальных нагрузок

Узлы

45	<input type="checkbox"/>	Нагр	4	ЭГТЕ 110/35/10	110	0	1									118,89	-0,81
46	<input type="checkbox"/>	Нагр	5		110	0	1									122,60	-2,09
47	<input type="checkbox"/>	Нагр	6		110	0	1									122,61	-2,09
48	<input type="checkbox"/>	Нагр	7		10	0	1	2,0	1,0							11,05	-2,23
49	<input type="checkbox"/>	Нагр	8		10	0	1	2,0	1,0							11,05	-2,23
50	<input type="checkbox"/>	Нагр	9	ОКОЧА 110/35/10	110	0	1									118,22	-0,90
51	<input type="checkbox"/>	Нагр	10		110	0	1									114,51	-3,11
52	<input type="checkbox"/>	Нагр	11		110	0	1									113,15	-3,08
53	<input type="checkbox"/>	Нагр	12		10	0	1	2,0	1,0							10,92	-3,42
54	<input type="checkbox"/>	Нагр	13		10	0	1	2,0	1,0							10,79	-3,39
55	<input type="checkbox"/>	Нагр	14	СовГав ТЭЦ	110	0	1									118,78	-0,74
56	<input type="checkbox"/>	Нагр	15		110	0	1									118,78	-0,74
57	<input type="checkbox"/>	Ген	16	ТГ-1	10	0	1	2,0	1,0	30,0	14,4	10,5	-100,0	100,0		10,50	1,36
58	<input type="checkbox"/>	Ген	17	ТГ-2	10	0	1	2,0	1,0	30,0	14,5	10,5	-100,0	100,0		10,50	1,36

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Ветви

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	I...	Название	R	X	G	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	8	-	-	1,86	44,75			0,085		18	87	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	7	-	-	1,86	44,75			0,085		18	87	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	15	17	-	-ТГ-2	0,71	19,20	4,8	32,4	0,087	28	12	147	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	14	16	-	СовГав ТЭЦ - ТГ-1	0,71	19,20	4,8	32,4	0,087	28	12	147	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	8	-	-	1,50	35,70			0,095	-2	-22	102	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	7	-	-	1,50	35,70			0,095	-2	-22	102	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	12	-	-	1,48	35,68			0,096	-2	-1	11	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	13	-	-	1,48	35,68			0,096	-2	-1	11	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	2245	-	- ЭГГЕ 1Т	1,86				0,299	-2	10	47	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	10	2240	-	- КИСЛОРОДНАЯ	1,48				0,335	-7	-6	48	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	11	2242	-	- ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1,48				0,335	-7	-9	58	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	2246	-	- ЗТ	1,86				0,299	-2	10	47	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	5	-	ЭГГЕ 110/35/10 -	1,86	71,31	2,3	13,0	1,000	-4	6	36	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	10	-	ОКОЧА 110/35/10 -	1,48	56,85	2,3	13,0	1,000	-9	-8	60	
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	11	-	ОКОЧА 110/35/10 -	1,48	56,85	2,3	13,0	1,000	-9	-11	69	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	6	-	ЭГГЕ 110/35/10 -	1,86	71,31	2,3	13,0	1,000	-4	6	37	
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	1237	-	ВАНИНО 4Т -	0,83	20,65			0,096	-1		8	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	24	2237	-	ВАНИНО 4Т - ТОКИ	0,83				0,335	-11	-8	67	
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	24	-	- ВАНИНО 4Т	0,83	35,53	3,3	17,9	1,000	-12	-9	75	
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	2	-	2АТ -	0,49	-2,06			0,495	1	1	4	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4411	3143	-	1АТ - ВАНИНО 220/110	0,52	-12,69			0,495			1	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4411	1400	-	1АТ -	0,52	131,19			0,048				
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	3	-	2АТ -	0,49	82,52			0,048				
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4400	4411	-	ВАНИНО 220/110 - 1АТ	0,52	59,25	1,2	11,8	1,000		-1	3	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4009	1	-	В/ГОР 1С - 2АТ	0,49	48,67	1,6	11,7	1,000	1		3	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4200	4300	-	Комсомольская 500/220 -	0,93	54,70	1,5		0,469	-8	13	18	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3143	23	-	ВАНИНО 220/110 - ВАНИНО ЗТ	0,83	35,53	3,3	17,9	1,000	-12	-9	72	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	2235	-	ВАНИНО ЗТ -	0,83				0,335	-10	-8	64	
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	23	1235	-	ВАНИНО ЗТ -	0,83	20,65			0,096	-1		8	
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	19	9	-	- ОКОЧА 110/35/10	0,84	2,84		-20,0		-9	-9	64	16,5
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	18	9	-	- ОКОЧА 110/35/10	0,84	2,84		-20,0		-9	-9	64	16,5
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	3143	-	- ВАНИНО 220/110	4,50	15,10		-105,0		-15	-9	89	14,7
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	2	-	СовГав ТЭЦ -	4,50	15,10		-105,0		-13	-9	83	21,2
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	14	18	-	СовГав ТЭЦ -	0,84	2,84		-20,0		-9	-9	63	16,2
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	15	19	-	-	0,84	2,84		-20,0		-9	-9	63	16,2
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	14	-	ЭГГЕ 110/35/10 - СовГав ТЭЦ	0,39	1,30		-9,3		9	-12	74	18,9
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2242	2244	-	ЦЕНТРАЛЬНАЯ - ГОРОДСКАЯ	1,30	1,89		-14,0		1	4	71	18,2
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40071	4400	-	- ВАНИНО 220/110	32,34	141,60		-871,2			33	82	13,6
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2245	2255	-	ЭГГЕ 1Т - Строительная	0,30	0,95		-7,1				7	
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2253	2246	-	отп Т2Ф - ЗТ	0,20	0,10				2	-15	242	62,0
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2237	2249	-	ТОКИ - ТЕРМИНАЛ	1,61	2,34		-17,0		-4	-2	63	16,1
42	<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	2235	2239	-	-	1,61	2,34		-17,0					
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2253	2242	-	отп Т2Ф - ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1,70	3,80		-30,0			11	176	45,2
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2252	2253	-	МГРЭС 2сш - отп Т2Ф	1,50	2,90		-22,0		2	-4	71	18,1
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2246	2248	-	ЗТ - ВОСТОК	11,00	7,40		-48,0				2	
46	<input type="checkbox"/>	✘	ЛЭП	2250	2240	-	М.ГРЭС 1сш - КИСЛОРОДНАЯ	3,57	3,74		-28,0					
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2250	2245	-	М.ГРЭС 1сш - ЭГГЕ 1Т	2,16	3,13		-23,0		2	-4	75	19,1
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2240	2244	-	КИСЛОРОДНАЯ - ГОРОДСКАЯ	0,53	0,87		-6,0		-5	-5	108	27,7
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	40071	4300	-	-	6,40	22,70		-152,0		4	1	19	
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4007	4300	-	СЕЛИХИНО 220/110 -	6,40	22,70		-152,0		4	2	19	3,1
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4008	4009	-	Высокогорная 220/35 - В/ГОР 1С	0,01	0,10				1	13	33	5,4
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4010	4008	-	УКТУР 220/35/10 - Высокогорная 220/35	6,98	26,88		-187,0		1	24	58	9,6
53	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4007	4010	-	СЕЛИХИНО 220/110 - УКТУР 220/35/10	7,81	30,05		-209,0			34	86	14,2
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2232	2235	-	ЗТ -	0,78	1,12		-8,6		6	5	124	31,8
55	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2231	2235	-	ТИШКИНО -	0,48	0,70		-4,9		10	8	199	51,1
56	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2234	2254	-	- ОТП Т5Ф	2,49	4,51		-34,0			-3	46	17,5
57	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2234	22210	-	-	0,23	0,43		-3,0		-2	-3	58	9,6
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2232	2233	-	ЗТ - ЮЖНАЯ	1,76	2,56		-19,0		-4	-7	126	32,4

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Ветви

48	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2240	2244	КИСЛОРОДНАЯ - ГОРОДСКАЯ	0,53	0,87	-6,0	-5	-5	108	27,7
49	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	40071	4300	-	6,40	22,70	-152,0	4	1	19	
50	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4007	4300	СЕЛИХИНО 220/110 -	6,40	22,70	-152,0	4	2	19	3,1
51	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4008	4009	Высокогорная 220/35 - В/ГОР 1С	0,01	0,10		1	13	33	5,4
52	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4010	4008	УКТУР 220/35/10 - Высокогорная 220/35	6,98	26,88	-187,0	1	24	58	9,6
53	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4007	4010	СЕЛИХИНО 220/110 - УКТУР 220/35/10	7,81	30,05	-209,0		34	86	14,2
54	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2232	2235	ЗТ -	0,78	1,12	-8,6	6	5	124	31,8
55	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2231	2235	ТИШКИНО -	0,48	0,70	-4,9	10	8	199	51,1
56	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2234	2254	- ОТП Т5Ф	2,49	4,51	-34,0		-3	46	17,5
57	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2234	22210	-	0,23	0,43	-3,0	-2	-3	58	9,6
58	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2232	2233	ЗТ - ЮЖНАЯ	1,76	2,56	-19,0	-4	-7	126	32,4
59	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2232	2223	ЗТ - МОНГОХТО	4,52	6,60	-48,9	-3	-1	47	17,8
60	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2231	2250	ТИШКИНО - М.ГРЭС 1сш	6,25	8,92	-55,4	-1	-4	58	22,1
61	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2254	2250	ОТП Т5Ф - М.ГРЭС 1сш	0,21	0,52	-4,0	2	-2	53	19,9
62	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2254	2230	ОТП Т5Ф - Высокогорная 220/35	0,01			-2		31	8,0
63	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2251	2252	ОТП Т4Ф - МГРЭС 2сш	0,21	0,52	-4,0	2	-2	52	19,8
64	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2251	2229	ОТП Т4Ф - РП-1	0,01			1		16	5,9
65	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2227	2251	РП-4 - ОТП Т4Ф	1,16	2,15	-16,0	3	-2	60	22,6
66	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	2221	2227	ЛЕСОЗАВОДСКАЯ - РП-4	1,30	2,45	-19,0	-2	-3	56	21,0
67	<input type="checkbox"/>	Выкл	18	19	-							
68	<input type="checkbox"/>	Выкл	14	15	СовГав ТЭЦ -				4	-6	36	
69	<input type="checkbox"/>	Выкл	2221	22210	ЛЕСОЗАВОДСКАЯ -				2	3	58	
70	<input type="checkbox"/>	Выкл	4007	40071	СЕЛИХИНО 220/110 -				3	34	86	
71	<input type="checkbox"/>	Выкл	2239	2249	- ТЕРМИНАЛ				2	1	43	
72	<input type="checkbox"/>	Выкл	2235	2237	- ТОКИ				6	6	131	
73	<input type="checkbox"/>	Выкл	2250	2252	М.ГРЭС 1сш - МГРЭС 2сш					-2	26	
74	<input type="checkbox"/>	Выкл	1235	1237	-				1		79	
75	<input type="checkbox"/>	Выкл	2245	2246	ЭГГЕ 1Т - ЗТ					5	85	
76	<input type="checkbox"/>	Выкл	4009	4400	В/ГОР 1С - ВАНИНО 220/110					13	33	
77	<input type="checkbox"/>	Выкл	2233	2234	ЮЖНАЯ -				-3	-6	105	
78	<input type="checkbox"/>	Выкл	2231	2232	ТИШКИНО - ЗТ				-6	-4	111	
79	<input type="checkbox"/>	Выкл	2229	2230	РП-1 - Высокогорная 220/35				2		31	

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Трансформаторы

	N	Название	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_0	I_BH	I_CH	I_oo	...	анц_РПН	N_РПН
1	1	Ванино 1АТ	""АТДЦТН-125000/220-230/121/11""	АТ		4 400	3 143	1 400	4 411	1,4	2,7	1,3	<input type="checkbox"/>	10	1
2	2	Ванино 2АТ	""АТДЦТН-125000/220-230/121/11""	АТ		4 009	2	3	1	3,5	7,3	3,8	<input type="checkbox"/>	10	1
3	3	Ванино 3Т	""ТДТН-40000/110-115/38,5/11-А""	3х-обм		3 143	2 235	1 235	23	71,6	192,3		<input type="checkbox"/>		
4	4	Ванино 4Т	""ТДТН-40000/110-115/38,5/11-А""	3х-обм		2	2 237	1 237	24	74,6	201,0		<input type="checkbox"/>		
5	5	Эгге 1Т	""ТДТН-25000/110-115/38,5/11""	3х-обм		4	2 245	7	5	37,1	156,7		<input type="checkbox"/>	1	2
6	6	Эгге 2Т	""ТДТН-25000/110-115/38,5/11""	3х-обм		4	2 246	8	6	37,1	156,9		<input type="checkbox"/>	1	2
7	7	Окоча 1Т	""ТДТН-25000/110-115/38,5/11""	3х-обм		9	2 240	12	10	59,2	144,0		<input type="checkbox"/>		
8	8	Окоча 2Т	""ТДТН-25000/110-115/38,5/11""	3х-обм		9	2 242	13	11	68,2	172,2		<input type="checkbox"/>		
9	9	СГТЭЦ 1Т	""ТДЦ-80000/110-121/10,5""	2х-обм		14		16		147,0			<input type="checkbox"/>		
10	10	СГТЭЦ 2Т	""ТДЦ-80000/110-121/10,5""	2х-обм		15		17		147,0			<input type="checkbox"/>		

Анцапфы

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	К...	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	Ванино	%	+	РПН	СН	1	230,0	121,0	6	-2,000	6	2,000
2	Эгге	%	+	РПН	ВН	1	115,0	115,0	8	-1,500	8	1,500

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Токовая нагрузка ЛЭП в режиме максимальных нагрузок

	N_нач	N_кон	Название	I_нач ▾	I_кон	Место	к...	Идоп_расч_ДДТН	IИ_dop_ДДТН
1	2253	2246	отп Т2Ф - 2Т	242	242	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	62,0
2	2231	2235	ТИШКИНО -	199	199	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	51,1
3	2253	2242	отп Т2Ф - ЦЕНТРАЛЬНАЯ	176	176	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	45,2
4	2232	2233	2Т - ЮЖНАЯ	126	126	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	32,4
5	2232	2235	2Т -	124	124	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	31,8
6	2240	2244	КИСЛОРОДНАЯ - ГОРОДСКАЯ	108	108	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	27,7
7	4007	4010	СЕЛИХИНО 220/110 - УКТУР 22...	86	58	ВН	<input type="checkbox"/>	605,0	14,2
8	15	3143	- ВАНИНО 220/110	85	89	ВН	<input type="checkbox"/>	605,0	14,7
9	40071	4400	- ВАНИНО 220/110	82	35	ВН	<input type="checkbox"/>	605,0	13,6
10	14	2	СовГав ТЭЦ -	78	83	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	21,2
11	2250	2245	М.ГРЭС 1сш - ЭГГЕ 1Т	74	75	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	19,1
12	4	14	ЭГГЕ 110/35/10 - СовГав ТЭЦ	73	74	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	18,9
13	2242	2244	ЦЕНТРАЛЬНАЯ - ГОРОДСКАЯ	71	71	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	18,2
14	2252	2253	МГРЭС 2сш - отп Т2Ф	70	71	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	18,1
15	18	9	- ОКОЧА 110/35/10	63	64	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	16,5
16	19	9	- ОКОЧА 110/35/10	63	64	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	16,5
17	2237	2249	ТОКИ - ТЕРМИНАЛ	62	63	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	16,1
18	14	18	СовГав ТЭЦ -	62	63	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	16,2
19	15	19	-	62	63	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	16,2
20	2227	2251	РП-4 - ОТП Т4Ф	60	60	ВН	<input type="checkbox"/>	265,0	22,6
21	4010	4008	УКТУР 220/35/10 - Высокогорн...	58	33	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	9,6
22	2234	22210	-	58	58	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	9,6
23	2231	2250	ТИШКИНО - М.ГРЭС 1сш	57	58	ВН	<input type="checkbox"/>	265,0	22,1
24	2221	2227	ЛЕСОЗАВОДСКАЯ - РП-4	55	56	ВН	<input type="checkbox"/>	265,0	21,0
25	2254	2250	ОТП Т5Ф - М.ГРЭС 1сш	53	53	ВН	<input type="checkbox"/>	265,0	19,9
26	2251	2252	ОТП Т4Ф - МГРЭС 2сш	52	52	ВН	<input type="checkbox"/>	265,0	19,8
27	2232	2223	2Т - МОНГОХТО	47	47	ВН	<input type="checkbox"/>	265,0	17,8
28	2234	2254	- ОТП Т5Ф	46	46	ВН	<input type="checkbox"/>	265,0	17,5
29	4008	4009	Высокогорная 220/35 - В/ГОР 1С	33	33	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	5,4
30	2254	2230	ОТП Т5Ф - Высокогорная 220/35	31	31	ВН	<input type="checkbox"/>	390,0	8,0
31	2251	2229	ОТП Т4Ф - РП-1	16	16	ВН	<input type="checkbox"/>	265,0	5,9
32	4007	4300	СЕЛИХИНО 220/110 -	10	19	ВН	<input type="checkbox"/>	610,0	3,1
33	40071	4300	-	9	19	ВН	<input type="checkbox"/>		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Потери в режиме максимальных нагрузок

	N...	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р	
1	<input checked="" type="checkbox"/>	1		2,39	1,51	1,09	0,42	0,87		0,87
2		35		0,62	0,62					
3		110		0,66	0,24	0,42	0,36		0,36	
4		220		0,23	0,23		0,16		0,16	

	N...	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш	
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Q_Ген...	Q_XX_...		
1	<input checked="" type="checkbox"/>	1		2,17	12,74	2,73	10,01	-86,65	-90,10	3,45	76,07
2		35		1,03	1,03		-0,53	-0,53			
3		110		10,75	0,79	9,96	-2,04	-4,17	2,14		
4		220		0,91	0,90		-84,08	-85,39	1,31		

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

НАПРЯЖЕНИЕ МАКС.РЕЖИМ

	S	Номер	Название	U_ном ▾	V	dV
1		1	2АТ	220	236,71	7,60
2		4 411	1АТ	220	236,46	7,48
3		4 400	ВАНИНО 220/110	220	236,57	7,53
4		4 010	УКТУР 220/35/10	220	234,40	6,54
5		4 009	В/ГОР 1С	220	236,56	7,53
6		4 008	Высокогорная 220/35	220	236,55	7,52
7		19		110	118,50	7,73
8		18		110	118,50	7,73
9		15		110	118,78	7,98
10		14	СовГав ТЭЦ	110	118,78	7,98
11		9	ОКОЧА 110/35/10	110	118,22	7,47
12		6		110	122,61	11,46
13		5		110	122,60	11,46
14		4	ЭГТЕ 110/35/10	110	118,89	8,08
15		2		110	117,06	6,42
16		3 143	ВАНИНО 220/110	110	116,94	6,31
17		2 242	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	35	37,85	8,14
18		22 210		35	37,23	6,36
19		2 249	ТЕРМИНАЛ	35	37,97	8,47
20		2 239		35	37,97	8,47
21		2 237	ТОКИ	35	38,23	9,24
22		2 252	МГРЭС 2сш	35	36,92	5,48
23		2 244	ГОРОДСКАЯ	35	38,12	8,91
24		2 240	КИСЛОРОДНАЯ	35	38,30	9,44
25		2 250	М.ГРЭС 1сш	35	36,92	5,48
26		2 235		35	38,23	9,24
27		2 234		35	37,27	6,50
28		2 233	ЮЖНАЯ	35	37,28	6,50
29		2 232	2Т	35	37,95	8,43
30		2 231	ТИШКИНО	35	37,95	8,44
31		2 254	ОТП Т5Ф	35	36,94	5,54
32		2 230	Высокогорная 220/35	35	36,94	5,54
33		2 229	РП-1	35	36,94	5,54

34	2 251	ОТП Т4Ф	35	36,94	5,54
35	2 227	РП-4	35	36,96	5,60
36	2 223	МОНГОХТО	35	37,49	7,11
37	2 221	ЛЕСОЗАВОДСКАЯ	35	37,23	6,36
38	13		10	10,79	7,90
39	12		10	10,92	9,20
40	8		10	11,05	10,47
41	7		10	11,05	10,47
42	3		10	11,32	13,21
43	1 237		10	10,92	9,22
44	1 400		10	11,31	13,09
45	1 235		10	10,92	9,22

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Потоки мощности и падение напряжения в режиме максимальных нагрузок

	S	N_нач	N_кон	Название	Тип	...	P_нач	dP	P_кон	dDelta	...	Q_нач	dQ	Q_ш	Q_кон	...	Vнач	Vкон	dV%
1		6	8	-	Тр-р	→		0,04		0,1		18	1,02		20		122,6	11,0	-5,76
2		5	7	-	Тр-р	→		0,04		0,1		18	1,02		20		122,6	11,0	-5,76
3		15	17	- ТГ-2	Тр-р	←	28	0,05	28	-2,1		12	1,27	0,46	13		118,8	10,5	-1,93
4		14	16	СовГав ТЭЦ - ТГ-1	Тр-р	←	28	0,05	28	-2,1		12	1,27	0,46	13		118,8	10,5	-1,92
5		5	8	-	Тр-р	→	-2	0,05	-2	0,1	◀	-22	1,12		-21	◀	122,6	11,0	6,00
6		6	7	-	Тр-р	→	-2	0,05	-2	0,1	◀	-22	1,12		-21	◀	122,6	11,0	6,00
7		10	12	-	Тр-р	→	-2		-2	0,3	◀	-1	0,01		-1	◀	114,5	10,9	0,33
8		11	13	-	Тр-р	→	-2		-2	0,3	◀	-1	0,01		-1	◀	113,1	10,8	0,33
9		5	2245	- ЭГГЕ 1Т	Тр-р	→	-2	0,01	-2	0,1		10			10		122,6	36,6	0,03
10		10	2240	- КИСЛОРОДНАЯ	Тр-р	→	-7	0,01	-7		◀	-6			-6	◀	114,5	38,3	0,09
11		11	2242	- ЦЕНТРАЛЬНАЯ	Тр-р	→	-7	0,01	-7	-0,1	◀	-9			-9	◀	113,1	37,8	0,09
12		6	2246	- 2Т	Тр-р	→	-2	0,01	-2	0,1		10			10		122,6	36,6	0,03
13		4	5	ЭГГЕ 110/35/10 -	Тр-р	→	-4	0,01	-4	1,3		6	0,29	0,18	7		118,9	122,6	-3,38
14		9	10	ОКОЧА 110/35/10 -	Тр-р	→	-9	0,02	-9	2,2	◀	-8	0,60	0,18	-7	◀	118,2	114,5	3,37
15		9	11	ОКОЧА 110/35/10 -	Тр-р	→	-9	0,02	-9	2,2	◀	-11	0,79	0,18	-10	◀	118,2	113,1	4,61
16		4	6	ЭГГЕ 110/35/10 -	Тр-р	→	-4	0,01	-4	1,3		6	0,30	0,18	7		118,9	122,6	-3,38
17		24	1237	ВАНИНО 4Т -	Тр-р	→	-1		-1	0,1	◀					◀	114,3	10,9	0,09
18		24	2237	ВАНИНО 4Т - ТОКИ	Тр-р	→	-11	0,01	-11		◀	-8			-8	◀	114,3	38,2	0,07
19		2	24	- ВАНИНО 4Т	Тр-р	→	-12	0,01	-12	1,8	◀	-9	0,59	0,24	-8	◀	117,1	114,3	2,52
20		1	2	2АТ -	Тр-р	←	1		1			1			1		236,7	117,1	
21		4411	3143	1АТ - ВАНИНО 220/110	Тр-р	→					◀					◀	236,5	116,9	-0,01
22		4411	1400	1АТ -	Тр-р	←											236,5	11,3	
23		1	3	2АТ -	Тр-р	←											236,7	11,3	
24		4400	4411	ВАНИНО 220/110 - 1АТ	Тр-р	→					◀	-1		0,66		◀	236,6	236,5	0,05
25		4009	1	В/ГОР 1С - 2АТ	Тр-р	←	1		1	-0,1				0,65	1		236,6	236,7	-0,07
26		4200	4300	Комсольская 500/220 -	Тр-р	→	-8		-7	0,1		13	0,05		13		490,0	230,5	-0,31
27		3143	23	ВАНИНО 220/110 - ВАНИНО 3Т	Тр-р	→	-12	0,01	-12	1,7	◀	-9	0,55	0,24	-8	◀	116,9	114,3	2,43
28		23	2235	ВАНИНО 3Т -	Тр-р	→	-10	0,01	-10		◀	-8			-8	◀	114,3	38,2	0,07
29		23	1235	ВАНИНО 3Т -	Тр-р	→	-1		-1	0,1	◀					◀	114,3	10,9	0,09
30		19	9	- ОКОЧА 110/35/10	ЛЭП	→	-9	0,01	-9	0,1	◀	-9	0,03	-0,28	-9	◀	118,5	118,2	0,26

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Потоки мощности и падение напряжения в режиме максимальных нагрузок

31		18	9	- ОКОЧА 110/35/10	ЛЭП	→	-9	0,01	-9	0,1	←	-9	0,03	-0,28	-9	←	118,5	118,2	0,26
32		15	3143	- ВАНИНО 220/110	ЛЭП	→	-15	0,10	-15	0,7	←	-9	0,34	-1,46	-10	←	118,8	116,9	1,67
33		14	2	СовГав ТЭЦ -	ЛЭП	→	-13	0,09	-13	0,7	←	-9	0,29	-1,46	-10	←	118,8	117,1	1,57
34		14	18	СовГав ТЭЦ -	ЛЭП	→	-9	0,01	-9	0,1	←	-9	0,03	-0,28	-9	←	118,8	118,5	0,25
35		15	19	-	ЛЭП	→	-9	0,01	-9	0,1	←	-9	0,03	-0,28	-9	←	118,8	118,5	0,25
36		4	14	ЭГГЕ 110/35/10 - СовГав ТЭЦ	ЛЭП	←	9	0,01	9	-0,1	←	-12	0,02	-0,13	-12	←	118,9	118,8	0,10
37		2242	2244	ЦЕНТРАЛЬНАЯ - ГОРОДСКАЯ	ЛЭП	←	1	0,02	1	0,1		4	0,03	-0,02	4		37,8	38,1	-0,77
38		40071	4400	- ВАНИНО 220/110	ЛЭП	→		0,06		0,4		33	0,25	-47,56	-15	←	230,7	236,6	-2,68
39		2245	2255	ЭГГЕ 1Т - Строительная	ЛЭП	→								-0,01		←	36,6	36,6	0,02
40		2253	2246	отп Т2Ф - 2Т	ЛЭП	←	2	0,04	2	-0,1	←	-15	0,02		-15	←	36,7	36,6	0,09
41		2237	2249	ТОКИ - ТЕРМИНАЛ	ЛЭП	→	-4	0,02	-4	0,2	←	-2	0,03	-0,02	-2	←	38,2	38,0	0,76
42	✘	2235	2239	-	ЛЭП						▶								
43		2253	2242	отп Т2Ф - ЦЕНТРАЛЬНАЯ	ЛЭП	←		0,16	1	0,7		11	0,35	-0,04	12		36,7	37,8	-3,36
44		2252	2253	МГРЭС 2сш - отп Т2Ф	ЛЭП	←	2	0,02	2	-0,5	←	-4	0,04	-0,03	-4	←	36,9	36,7	0,70
45		2246	2248	2Т - ВОСТОК	ЛЭП	→								-0,06		←	36,6	36,6	0,07
46	✘	2250	2240	М.ГРЭС 1сш - КИСЛОРОДНАЯ	ЛЭП						▶								
47		2250	2245	М.ГРЭС 1сш - ЭГГЕ 1Т	ЛЭП	←	2	0,04	2	-0,6	←	-4	0,05	-0,03	-4	←	36,9	36,6	0,80
48		2240	2244	КИСЛОРОДНАЯ - ГОРОДСКАЯ	ЛЭП	→	-5	0,02	-5	0,1	←	-5	0,03	-0,01	-5	←	38,3	38,1	0,53
49		40071	4300	-	ЛЭП	←	4		4	-0,1		1	0,01	-8,08	-7	←	230,7	230,5	0,08
50		4007	4300	СЕЛИХИНО 220/110 -	ЛЭП	←	4		4	-0,1		2	0,01	-8,08	-7	←	230,6	230,5	0,07
51		4008	4009	Высокогорная 220/35 - В/ГОР 1С	ЛЭП	←	1		1			13			13		236,6	236,6	
52		4010	4008	УКТУР 220/35/10 - Высокогорная 220/35	ЛЭП	←	1	0,04	1	0,1		24	0,17	-10,37	14		234,4	236,6	-0,98
53		4007	4010	СЕЛИХИНО 220/110 - УКТУР 220/35/10	ЛЭП	←		0,12		0,2		34	0,47	-11,30	24		230,6	234,4	-1,71
54		2232	2235	2Т -	ЛЭП	←	6	0,04	6	-0,1		5	0,05	-0,01	5		38,0	38,2	-0,80
55		2231	2235	ТИШКИНО -	ЛЭП	←	10	0,06	10	-0,1		8	0,08	-0,01	8		38,0	38,2	-0,80
56		2234	2254	- ОТП Т5Ф	ЛЭП	←		0,02		-0,4	←	-3	0,03	-0,05	-3	←	37,3	36,9	0,96
57		2234	22210	-	ЛЭП	→	-2		-2		←	-3			-3	←	37,3	37,2	0,14
58		2232	2233	2Т - ЮЖНАЯ	ЛЭП	→	-4	0,08	-4	-0,1	←	-7	0,12	-0,03	-7	←	38,0	37,3	1,93
59		2232	2223	2Т - МОНГОХТО	ЛЭП	→	-3	0,03	-3	0,7	←	-1	0,04	-0,07	-1	←	38,0	37,5	1,33
60		2231	2250	ТИШКИНО - М.ГРЭС 1сш	ЛЭП	→	-1	0,06	-1	-0,5	←	-4	0,09	-0,08	-4	←	38,0	36,9	2,96

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

Потоки мощности и падение напряжения в режиме максимальных нагрузок

60		2231	2250	ТИШКИНО - М.ГРЭС 1сш	ЛЭП	→	-1	0,06	-1	-0,5	◀	-4	0,09	-0,08	-4	◀	38,0	36,9	2,96
61		2254	2250	ОТП Т5Ф - М.ГРЭС 1сш	ЛЭП	←	2		2	-0,1	◀	-2		-0,01	-2	◀	36,9	36,9	0,06
62		2254	2230	ОТП Т5Ф - Высокогорная 220/35	ЛЭП	→	-2		-2		◀					◀	36,9	36,9	
63		2251	2252	ОТП Т4Ф - МГРЭС 2сш	ЛЭП	←	2		2	-0,1	◀	-2		-0,01	-2	◀	36,9	36,9	0,06
64		2251	2229	ОТП Т4Ф - РП-1	ЛЭП	←	1		1								36,9	36,9	
65		2227	2251	РП-4 - ОТП Т4Ф	ЛЭП	←	3	0,01	3	-0,4	◀	-2	0,02	-0,02	-2	◀	37,0	36,9	0,06
66		2221	2227	ЛЕСОЗАВОДСКАЯ - РП-4	ЛЭП	→	-2	0,01	-2		◀	-3	0,02	-0,03	-3	◀	37,2	37,0	0,76
67		18	19	-	Выкл	←					◀					◀	118,5	118,5	
68		14	15	СовГав ТЭЦ -	Выкл	←	4		4		◀	-6			-6	◀	118,8	118,8	
69		2221	22210	ЛЕСОЗАВОДСКАЯ -	Выкл	←	2		2			3			3		37,2	37,2	
70		4007	40071	СЕЛИХИНО 220/110 -	Выкл	←	3		3			34			34		230,6	230,7	-0,01
71		2239	2249	- ТЕРМИНАЛ	Выкл	←	2		2			1			1		38,0	38,0	
72		2235	2237	- ТОКИ	Выкл	←	6		6			6			6		38,2	38,2	
73		2250	2252	М.ГРЭС 1сш - МГРЭС 2сш	Выкл	→					◀	-2			-2	◀	36,9	36,9	
74		1235	1237	-	Выкл	←	1		1								10,9	10,9	
75		2245	2246	ЭГГЕ 1Т - 2Т	Выкл	→						5			5		36,6	36,6	
76		4009	4400	В/ГОР 1С - ВАНИНО 220/110	Выкл	→						13			13		236,6	236,6	
77		2233	2234	ЮЖНАЯ -	Выкл	→	-3		-3		◀	-6			-6	◀	37,3	37,3	
78		2231	2232	ТИШКИНО - 2Т	Выкл	→	-6		-6		◀	-4			-4	◀	38,0	38,0	
79		2229	2230	РП-1 - Высокогорная 220/35	Выкл	←	2		2								36,9	36,9	

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

УЗЛЫ НЕСИММЕТРИИ

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	U_ном ▼
1	<input type="checkbox"/>			у	4 200	Комсомольская 500/220	500
2	<input type="checkbox"/>			зак	1	2АТ	220
3	<input type="checkbox"/>			у	40 071		220
4	<input type="checkbox"/>			зак	4 411	1АТ	220
5	<input type="checkbox"/>			у	4 400	ВАНИНО 220/110	220
6	<input type="checkbox"/>			у	4 300		220
7	<input type="checkbox"/>			у	4 010	УКТУР 220/35/10	220
8	<input type="checkbox"/>			у	4 009	В/ГОР 1С	220
9	<input type="checkbox"/>			у	4 008	Высокогорная 220/35	220
10	<input type="checkbox"/>			у	4 007	СЕЛИХИНО 220/110	220
11	<input type="checkbox"/>			у	19		110
12	<input type="checkbox"/>			у	18	Совгавань-тяговая	110
13	<input type="checkbox"/>			у	15		110
14	<input type="checkbox"/>			у	14	СовГав ТЭЦ	110
15	<input type="checkbox"/>			зак	11		110
16	<input type="checkbox"/>			зак	10		110
17	<input type="checkbox"/>			у	9	ОКОЧА 110/35/10	110
18	<input type="checkbox"/>			зак	6		110
19	<input type="checkbox"/>			зак	5		110
20	<input type="checkbox"/>			у	4	ЭГТЕ 110/35/10	110
21	<input type="checkbox"/>			у	2		110
22	<input type="checkbox"/>			зак	24	ВАНИНО 4Т	110
23	<input type="checkbox"/>			у	3 143	ВАНИНО 1АТ	110
24	<input type="checkbox"/>			зак	23	ВАНИНО 3Т	110
25	<input type="checkbox"/>			у	2 242	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	35
26	<input type="checkbox"/>			у	22 210		35
27	<input type="checkbox"/>			у	2 255	Строительная	35
28	<input type="checkbox"/>			у	2 253	отп Т2Ф	35
29	<input type="checkbox"/>			у	2 249	ТЕРМИНАЛ	35
30	<input type="checkbox"/>			у	2 239		35
31	<input type="checkbox"/>			у	2 237	ТОКИ	35
32	<input type="checkbox"/>			у	2 252	МГРЭС 2сш	35

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

УЗЛЫ НЕСИММЕТРИИ

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	U_ном ▾
31	<input type="checkbox"/>			y	2 237	ТОКИ	35
32	<input type="checkbox"/>			y	2 252	МГРЭС 2сш	35
33	<input type="checkbox"/>			y	2 248	ВОСТОК	35
34	<input type="checkbox"/>			y	2 246	ЗТ	35
35	<input type="checkbox"/>			y	2 245	ЭГТЕ 1Т	35
36	<input type="checkbox"/>			y	2 244	ГОРОДСКАЯ	35
37	<input type="checkbox"/>			y	2 240	КИСЛОРОДНАЯ	35
38	<input type="checkbox"/>			y	2 250	М.ГРЭС 1сш	35
39	<input type="checkbox"/>			y	2 235		35
40	<input type="checkbox"/>			y	2 234		35
41	<input type="checkbox"/>			y	2 233	ЮЖНАЯ	35
42	<input type="checkbox"/>			y	2 232	ЗТ	35
43	<input type="checkbox"/>			y	2 231	ТИШКИНО	35
44	<input type="checkbox"/>			y	2 254	ОТП Т5Ф	35
45	<input type="checkbox"/>			y	2 230		35
46	<input type="checkbox"/>			y	2 229	РП-1	35
47	<input type="checkbox"/>			y	2 251	ОТП Т4Ф	35
48	<input type="checkbox"/>			y	2 227	РП-4	35
49	<input type="checkbox"/>			y	2 225	ТОКИ	35
50	<input type="checkbox"/>			y	2 223	МОНГОХТО	35
51	<input type="checkbox"/>			y	2 221	ЛЕСОЗАВОДСКАЯ	35
52	<input type="checkbox"/>			y	17	ТГ-2	10
53	<input type="checkbox"/>			y	16	ТГ-1	10
54	<input type="checkbox"/>			y	13		10
55	<input type="checkbox"/>			y	12		10
56	<input type="checkbox"/>			y	8		10
57	<input type="checkbox"/>			y	7		10
58	<input type="checkbox"/>			y	3		10
59	<input type="checkbox"/>			y	1 237		10
60	<input type="checkbox"/>			y	1 400		10
61	<input type="checkbox"/>			y	1 235		10

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ.ВЕТВИ НЕСИММЕТРИИ

	O	S	Тип ▾	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/г	x0
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	8		-	1,48	35,68			0,096	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		-	1,48	35,68			0,096	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	15	17		- ТГ-2	0,71	19,20	4,8	32,4	0,087	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	14	16		СовГав ТЭЦ - ТГ-1	0,71	19,20	4,8	32,4	0,087	
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	8		-	1,50	35,70			0,095	
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		-	1,50	35,70			0,095	
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	12		-	1,48	35,68			0,096	
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	11	13		-	1,48	35,68			0,096	
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	2245		- ЭГГЕ 1Т	1,48				0,335	
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	10	2240		- КИСЛОРОДНАЯ	1,48				0,335	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	11	2242		- ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1,48				0,335	
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	2246		- 2Т	1,48				0,335	
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		ЭГГЕ 110/35/10 -	1,48	56,85	2,3	13,0	1,000	
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	9	10		ОКОЧА 110/35/10 -	1,48	56,85	2,3	13,0	1,000	
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	9	11		ОКОЧА 110/35/10 -	1,48	56,85	2,3	13,0	1,000	
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	6		ЭГГЕ 110/35/10 -	1,48	56,85	2,3	13,0	1,000	
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	24	1237		ВАНИНО 4Т -	0,83	20,65			0,096	
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	24	2237		ВАНИНО 4Т - ТОКИ	0,83				0,335	
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	24		- ВАНИНО 4Т	0,83	35,53	3,3	17,9	1,000	
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	2		2АТ -	0,49	-2,06			0,463	
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4411	3143		1АТ - ВАНИНО 1АТ	0,52	-12,69			0,463	
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4411	1400		1АТ -	0,52	131,19			0,048	
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	1	3		2АТ -	0,49	82,52			0,048	
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4400	4411		ВАНИНО 220/110 - 1АТ	0,52	59,25	1,2	11,8	1,000	
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4009	1		В/ГОР 1С - 2АТ	0,49	48,67	1,6	11,7	1,000	
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4200	4300		Комсомольская 500/220 -	0,93	54,70	1,5		0,469	
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3143	23		ВАНИНО 1АТ - ВАНИНО 3Т	0,83	35,53	3,3	17,9	1,000	
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	23	2235		ВАНИНО 3Т -	0,83				0,335	
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	23	1235		ВАНИНО 3Т -	0,83	20,65			0,096	
30	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	19	9		- ОКОЧА 110/35/10	0,84	2,84		-20,0		8,520
31	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	18	9		Совгавань-тяговая - ОКОЧ...	0,84	2,84		-20,0		8,520
32	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	15	3143		- ВАНИНО 1АТ	4,50	15,10		-105,0		45,300
33	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	14	2		СовГав ТЭЦ -	4,50	15,10		-105,0		45,300
34	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	14	18		СовГав ТЭЦ - Совгавань-тя...	0,84	2,84		-20,0		2,520
35	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	15	19		-	0,84	2,84		-20,0		2,520
36	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4	14		ЭГГЕ 110/35/10 - СовГав ТЭЦ	0,39	1,30		-9,3		1,170
37	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2242	2244		ЦЕНТРАЛЬНАЯ - ГОРОДСКАЯ	1,30	1,89		-14,0		5,670
38	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	40071	4400		- ВАНИНО 220/110	32,34	141,60		-871,2		454,800
39	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2245	2255		ЭГГЕ 1Т - Строительная	0,30	0,95		-7,1		2,850
40	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2253	2246		отп Т2Ф - 2Т	0,20	0,10				0,300
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2237	2249		ТОКИ - ТЕРМИНАЛ	1,61	2,34		-17,0		7,020
42	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП		ЛЭП	2235	2239		-	1,61	2,34		-17,0		7,020
43	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2253	2242		отп Т2Ф - ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1,70	3,80		-30,0		11,400
44	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2252	2253		МГРЭС 2сш - отп Т2Ф	1,50	2,90		-22,0		8,700
45	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2246	2248		2Т - ВОСТОК	11,00	7,40		-48,0		22,200
46	<input type="checkbox"/>	✗	ЛЭП		ЛЭП	2250	2240		М.ГРЭС 1сш - КИСЛОРОДНАЯ	3,57	3,74		-28,0		11,220
47	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2250	2245		М.ГРЭС 1сш - ЭГГЕ 1Т	2,16	3,13		-23,0		9,390
48	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2240	2244		КИСЛОРОДНАЯ - ГОРОДСКАЯ	0,53	0,87		-6,0		2,610
49	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	40071	4300		-	6,40	22,70		-152,0		68,100
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4007	4300		СЕЛИХИНО 220/110 -	6,40	22,70		-152,0		68,100
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4008	4009		Высокогорная 220/35 - В/Г...	0,01	0,10				0,300
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4010	4008		УКТУР 220/35/10 - Высоког...	6,98	26,88		-187,0		80,640

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ.ВЕТВИ НЕСИММЕТРИИ

	О	S	Тип ▾	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/г	x0
50	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4007	4300		СЕЛИХИНО 220/110 -	6,40	22,70		-152,0		68,100
51	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4008	4009		Высокогорная 220/35 - В/Г...	0,01	0,10				0,300
52	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4010	4008		УКТУР 220/35/10 - Высоког...	6,98	26,88		-187,0		80,640
53	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	4007	4010		СЕЛИХИНО 220/110 - УКТУР...	7,81	30,05		-209,0		90,150
54	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2232	2235		ЗТ -	0,78	1,12		-8,6		3,360
55	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2231	2235		ТИШКИНО -	0,48	0,70		-4,9		2,100
56	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2225	2237		ТОКИ - ТОКИ	1,70	2,04		-15,0		6,120
57	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2234	2254		- ОТП Т5Ф	2,49	4,51		-34,0		13,530
58	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2234	22210		-	0,23	0,43		-3,0		1,290
59	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2232	2233		ЗТ - ЮЖНАЯ	1,76	2,56		-19,0		7,680
60	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2232	2223		ЗТ - МОНГОХТО	4,52	6,60		-48,9		19,800
61	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2231	2250		ТИШКИНО - М.ГРЭС 1сш	6,25	8,92		-55,4		26,760
62	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2254	2250		ОТП Т5Ф - М.ГРЭС 1сш	0,21	0,52		-4,0		1,560
63	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2254	2230		ОТП Т5Ф -	0,01					0,030
64	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2251	2252		ОТП Т4Ф - МГРЭС 2сш	0,21	0,52		-4,0		1,560
65	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2251	2229		ОТП Т4Ф - РП-1	0,01					0,030
66	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2227	2251		РП-4 - ОТП Т4Ф	1,16	2,15		-16,0		6,450
67	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	2221	2227		ЛЕСОЗАВОДСКАЯ - РП-4	1,30	2,45		-19,0		7,350
68	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	18	19		Совгавань-тяговая -						
69	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	14	15		СовГав ТЭЦ -						
70	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2221	22210		ЛЕСОЗАВОДСКАЯ -						
71	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4007	40071		СЕЛИХИНО 220/110 -						
72	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2239	2249		- ТЕРМИНАЛ						
73	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2235	2237		- ТОКИ						
74	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2250	2252		М.ГРЭС 1сш - МГРЭС 2сш						
75	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1235	1237		-						
76	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2245	2246		ЭГТЕ 1Т - ЗТ						
77	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4009	4400		В/ГОР 1С - ВАНИНО 220/110						
78	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2233	2234		ЮЖНАЯ -						
79	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2231	2232		ТИШКИНО - ЗТ						
80	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2229	2230		РП-1 -						

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ. ГЕНЕРАТОРЫ НЕСИММЕТРИИ

	S	N	Название	N узла	x	X2	E	I1	dI1	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	ТГ1	16	0,092	0,110	10,500	22,518	-87,244	22,518	-87,244	-22,518	-27,244	22,518	32,756
2		2	ТГ2	17	0,092	0,110	10,500	22,518	-87,244	22,518	-87,244	-22,518	-27,244	22,518	32,756
3		3	Система	4200	12,500	12,500	500,000	0,451	-77,534	0,451	-77,534	-0,451	-17,534	0,451	42,466

СОСТАВ НЕСИММЕТРИИ

	S	№	Тип	П 1	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1		1	Зф	18	5,9500	-83,89										

выбрана 1 запись из 1

Протокол

0 12 79 105 Все 196

- ▼
⚠ ТКЗ расчет.. Предупреждений - 1
 - ⚠ <WARNING>: Не могу открыть файл для записи Лога -> [@+X+Pщй¶кяw+¶няw+8ъh]
 - i <INFO>: Инициализация, параметры [].
 - i <INFO>: Прочтено узлов [61] ветвей [78] генераторов [3].
 - i <INFO>: Расчет успешно завершен.
- ▼
⚠ ТКЗ проверка схемы.. Предупреждений - 1
 - ⚠ <WARNING>: Не могу открыть файл для записи Лога -> [@+X+ фй¶кяw+¶няw+8ъh]
 - i <INFO>: Узлов в схеме -> [61]
 - i <INFO>: Ветвей в схеме -> [78], отключено из-за ошибки связи с узлами [0]
 - i <INFO>: Задано генераторов -> [3]. Отключено генераторов в прямой п-сти [0], в нулевой п-сти [0]
 - i <INFO>: Топология отключила Узлов в прямой п-сти [0], в нулевой п-сти [0]. Ветвей в прямой п-сти [0], в нулевой п-сти [0]
 - i <INFO>: Проверка выявила Ошибок [0], Предупреждений [0], Сообщений [4]

$$j := \sqrt{-1}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технико-экономическое сравнение вариантов

1 ПС Селихино	$P_1 := 7$	$Q_1 := 5.1$	$K_m := 1.2$
2 ПС Уктур	$P_2 := 0.6$	$Q_2 := 0.2$	
3 ПС Высокогорная	$P_3 := 11.2$	$Q_3 := 5$	
4 ПС Ванино	$P_4 := 3.4$	$Q_4 := 2$	
5 ПС Эгге	$P_5 := 5$	$Q_5 := 2$	
6 ПС Окоча	$P_6 := 5$	$Q_6 := 2$	
7 ПС Лесозаводская	$P_7 := 0.2$	$Q_7 := 0.1$	
8 ПС Тишкино	$P_8 := 8.2$	$Q_8 := 2.1$	
9 ПС Монгохто	$P_9 := 3$	$Q_9 := 0.6$	
10 ПС Южная	$P_{10} := 1.3$	$Q_{10} := 0.6$	
11 ПС Кислородная	$P_{11} := 2.3$	$Q_{11} := 1$	
12 ПС РП-1	$P_{12} := 1$	$Q_{12} := 0.1$	
13 ПС РП-4	$P_{13} := 5$	$Q_{13} := 1$	
14 ПС Терминал	$P_{14} := 3.7$	$Q_{14} := 1.8$	
15 ПС Токи	$P_{15} := 0.6$	$Q_{15} := 0.3$	

Расчитаем необходимость компенсации мощности в узлах.

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.1}} := \frac{Q_1}{P_1} = 0.729$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.9}} := \frac{Q_9}{P_9} = 0.2$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.2}} := \frac{Q_2}{P_2} = 0.333$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.10}} := \frac{Q_{10}}{P_{10}} = 0.462$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.3}} := \frac{Q_3}{P_3} = 0.446$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.11}} := \frac{Q_{11}}{P_{11}} = 0.435$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.4}} := \frac{Q_4}{P_4} = 0.588$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.12}} := \frac{Q_{12}}{P_{12}} = 0.1$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.5}} := \frac{Q_5}{P_5} = 0.4$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.13}} := \frac{Q_{13}}{P_{13}} = 0.2$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.6}} := \frac{Q_6}{P_6} = 0.4$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.14}} := \frac{Q_{14}}{P_{14}} = 0.486$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.7}} := \frac{Q_7}{P_7} = 0.5$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.15}} := \frac{Q_{15}}{P_{15}} = 0.5$$

$$\operatorname{tg}\phi_{\text{расч.8}} := \frac{Q_8}{P_8} = 0.256$$

$$Q_{\text{грКУ}_1} := Q_1 - P_1 \cdot 0.54 = 1.32$$

$$Q_{\text{фКУ}_1} := 1.32$$

$$Q_{\text{неск}_1} := Q_1 - Q_{\text{фКУ}_1} = 3.78$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономическое сравнение вариантов

Расчёт рационального напряжения для подключения ПС Совгавань-тяговая

$$P := 15 \quad n_{\text{ц}} := 2 \quad L_{1\text{вар}} := 4 \quad L_{2\text{вар}} := 3.5$$

$$U_{p.1\text{вар}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{1\text{вар}}} + \frac{2500}{\frac{P}{n_{\text{ц}}}}}} \quad U_{p.2\text{вар}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{2\text{вар}}} + \frac{2500}{\frac{P}{n_{\text{ц}}}}}}$$

$$U_{p.1\text{вар}} = 46.71 \quad U_{1\text{вар}} := 110 \quad U_{p.2\text{вар}} = 45.826 \quad U_{2\text{вар}} := 110$$

Выбор трансформаторов на ПС

$$P := 15 \quad K_m := 1.2$$

$$P_{\text{ср}} := \frac{P}{K_m} = 12.5 \quad Q_{\text{ср}} := 0.4 \cdot P_{\text{ср}} = 5$$

$$S_{p10} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{2 \cdot 0.7} = 9.616 \quad K_{31} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{25 \cdot 2} = 0.269$$

Для ПС Совгавань-тяговая выбираем трансформатор ТДТНЖ -25000/110

Проверка загрузки трансформаторов, расчет теплового режима работы трансформатора

$$K_{3\text{ПА1}} := \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{25} = 0.539$$

Вывод : в режиме отключения одного из трансформаторов ограничение потребителей не требуется.

1. Примем продолжительность аварийной перегрузки 12 часов. Сравним ее с постоянной нагрева силового трансформатора $T_{\text{пн}} = 2,5$ ч

$$T_{\text{пн}} := 2.5$$

$$T_{\text{ав}} := 12 > T_{\text{пн}}$$

2. Определим температуру нагрева масла в послеаварийном режиме

$$\Theta_{\text{мног}} := 55 \quad \text{при системе охлаждения Д}$$

$$\Delta P_x := 31 \quad \Delta P_k := 140$$

$$d := \frac{\Delta P_k}{\Delta P_x} = 4.516$$

$$V_{\text{оэ}} := -18.6 \quad \text{эквивалентная зимняя температура г.Хабаровск}$$

$$V_M := \Theta_{\text{мног}} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_{3\text{ПА1}}^2}{1 + d} \right) + V_{\text{оэ}} = 4.429 \quad \text{что ниже предельно допустимой температуры масла и обмоток при 110 кВ согласно ГОСТ 115С}$$

3. Определим температуру обмоток силового трансформатора в наиболее нагретой точке в послеаварийном режиме

$$\Delta \Theta_{\text{обном}} := 23 \quad \text{для системы охлаждения Д}$$

$$n := 0.8$$

$$V_{\text{об}} := V_M + \Delta \Theta_{\text{обном}} \cdot K_{3\text{ПА1}}^{2 \cdot n} = 12.973$$

Сравним с допустимой температурой 160 С (предельно допустимая температура масла и обмоток при 110 кВ включительно)

$$V_{\text{обдоп}} := 160$$

$$V_{\text{об}} < V_{\text{обдоп}}$$

то есть работа трансформатора ТДТНЖ-25 000/110 с коэффициентом 0,593 в послеаварийном режиме допускается

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономическое сравнение вариантов

Расчет сечения проводов для соответствующих участков ЛЭП

$$d_i := 1.05 \quad d_T := 1 \quad P := 15 \quad Q_{\text{неск}} := 6 \quad U_{\text{ном1}} := 110$$

Вариант 1,2

$$I_p := d_i \cdot d_T \cdot \frac{\sqrt{P^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном1}} \cdot 2} = 0.045 \quad I_{p\text{ПА}} := d_i \cdot d_T \cdot \frac{\sqrt{P^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном1}} \cdot 1} = 0.089$$

Выбираем провод марки АС-95

Технико экономическое сравнение вариантов

Капитальные затраты $\text{км} := \text{m} \cdot 10^3$

$$K_{\text{инф}} := 8.36$$

$$K_{\text{зон}} := 1.4$$

$$K_{\text{осв.уд}} := 0.025$$

$$K_{\text{пов}} := 1.5$$

Затраты на ВЛ с учетом затрат на благоустройство, временные здания и сооружения, проектно-изыскательные работы, тыс.руб (без выкупа земли):

$$b_{\text{благ}} := 0.025$$

$$b_{\text{проект.изыск}} := 0.07$$

$$b_{\text{пр.раб}} := 0.03$$

$$B := 1 + b_{\text{благ}} + b_{\text{проект.изыск}} + b_{\text{пр.раб}} = 1.125$$

Базовые показатели стоимости ячеек элегазового выключателя, тыс.руб:

$$K_{\text{в}_110} := 10340$$

Вариант 1

$$K_{\text{лэп1}} := (4 \cdot 1495) \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{зон}} \cdot B = 7.874 \times 10^4$$

$$K_{\text{сум1}} := K_{\text{лэп1}} + 4 \cdot K_{\text{в}_110} = 1.201 \times 10^5$$

Вариант 2

$$K_{\text{лэп2}} := (3.5 \cdot 1495) \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{зон}} \cdot B = 6.89 \times 10^4$$

$$K_{\text{сум2}} := K_{\text{лэп2}} + 2 \cdot K_{\text{в}_110} = 8.958 \times 10^4$$

Расчет эксплуатационных издержек

Амортизационные отчисления

На основании классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы сроки полезного использования оборудования, лет:

$$\text{ВЛ} \quad T_{\text{сл.ВЛ}} := 50 \quad \text{Выключатели} \quad T_{\text{сл.В}} := 20$$

На ВЛ тыс.руб:

$$I_{\text{А}_\text{ВЛобщ1}} := \frac{K_{\text{лэп1}}}{T_{\text{сл.ВЛ}}} = 1.575 \times 10^3$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономическое сравнение вариантов

$$И_{А_ВЛобщ2} := \frac{K_{лэп2}}{T_{сл.ВЛ}} = 1.378 \times 10^3$$

На выключатели, тыс.руб:

$$И_{А_Вобщ1} := \frac{4 \cdot K_{В_110}}{T_{сл.В}} = 2.068 \times 10^3$$

$$И_{А_Вобщ2} := \frac{2 \cdot K_{В_110}}{T_{сл.В}} = 1.034 \times 10^3$$

Общая часть амортизационных отчислений, тыс.руб:

$$И_{А_общ.1} := И_{А_ВЛобщ1} + И_{А_Вобщ1} = 3.643 \times 10^3$$

$$И_{А_общ.2} := И_{А_ВЛобщ2} + И_{А_Вобщ2} = 2.412 \times 10^3$$

Отчисления на ремонт и эксплуатационное обслуживание

Ежегодные издержки на ремонт и обслуживание, о.е.:

$$\text{КРУЭ 110 кВ} \quad \alpha_{ЭОиРУ} := 0.018$$

$$\text{ВЛ 110 кВ,} \quad \alpha_{ВЛ} := 0.008$$

$$И_{РЭО_общ.1} := \alpha_{ВЛ} \cdot K_{лэп1} = 629.909$$

$$И_{РЭО_общ.2} := \alpha_{ВЛ} \cdot K_{лэп2} = 551.171$$

Суммарные потери э/э в год, МВтч:

$$\Delta W_{\Sigma 1} := 7.15 \quad \Delta W_{\Sigma 2} := 6.21$$

$$\text{Стоимость потерь э/э, тыс.руб/МВтч:} \quad C_0 := 1825$$

Стоимость потерь, тыс.руб:

$$И_{\Delta W.1} := C_0 \cdot \Delta W_{\Sigma 1} = 1.305 \times 10^4$$

$$И_{\Delta W.2} := C_0 \cdot \Delta W_{\Sigma 2} = 1.133 \times 10^4$$

$$И_{экс.1} := 0.015 \cdot K_{сум1} = 1.801 \times 10^3$$

$$И_{экс.2} := 0.015 \cdot K_{сум2} = 1.344 \times 10^3$$

Эксплуатационные издержки, тыс руб:

$$И_1 := И_{\Delta W.1} + И_{РЭО_общ.1} + И_{А_общ.1} + И_{экс.1}$$

$$И_1 = 1.912 \times 10^4$$

$$И_2 := И_{\Delta W.2} + И_{РЭО_общ.2} + И_{А_общ.2} + И_{экс.2}$$

$$И_2 = 1.564 \times 10^4$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономическое сравнение вариантов

Среднегодовые издержки, тыс.руб:

$$E := 0.1$$

$$З_1 := E \cdot K_{\text{сум1}} \cdot 10^{-3} + И_1 \cdot 10^{-3} = 31.133$$

$$З_2 := E \cdot K_{\text{сум2}} \cdot 10^{-3} + И_2 \cdot 10^{-3} = 24.598$$

$$\sigma := \left| \frac{З_1 - З_2}{З_1} \right| \cdot 100 = 20.991$$

Себестоимость передачи э/э

Электроэнергия полученная потребителем за год

$$W_{\text{год}} := 660000$$

Затраты на ТР

$$З_{\text{тр1}} := 0.03 \cdot K_{\text{сум1}} = 3.603 \times 10^3 \quad З_{\text{тр2}} := 0.03 \cdot K_{\text{сум2}} = 2.687 \times 10^3$$

$$И_{\text{э1}} := 0.015 \cdot K_{\text{сум1}} = 1.801 \times 10^3 \quad И_{\text{э2}} := 0.015 \cdot K_{\text{сум2}} = 1.344 \times 10^3$$

Прочие расходы

$$И_{\text{пр1}} := 0.3 \cdot (И_{\Delta W.1} + И_1 + И_{A_общ.1} + И_{\text{экс.1}}) + З_{\text{тр1}} = 1.489 \times 10^4$$

$$И_{\text{пр2}} := 0.3 \cdot (И_{\Delta W.2} + И_2 + И_{A_общ.2} + И_{\text{экс.2}}) + З_{\text{тр2}} = 1.191 \times 10^4$$

Себестоимость

$$C_1 := \frac{И_1}{W_{\text{год}}} = 0.029 \quad C_2 := \frac{И_2}{W_{\text{год}}} = 0.024$$

Себестоимость говорит об инвестиционной привлекательности 2 варианта

Себестоимость электроэнергии

Полезно отпускаемая электроэнергия за год, то же, что и потребляемая:

$$\Sigma P_p := 15 \quad T_{\text{max}} := 8760$$

$$W_{\text{год}} := \Sigma P_p \cdot T_{\text{max}} = 131400 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год} \text{ количество отпускаемой и потребленной энергии в год}$$

Затраты на текущий ремонт:

$$K_{\text{сум2}} = 8.958 \times 10^4$$

$$TR := 0.03 \cdot K_{\text{сум2}} = 2.687 \times 10^3$$

Прочие расходы определяются:

$$И_{\text{ПР}} := 0.3 \cdot (И_{\Delta W.2} + И_2 + И_{A_общ.2} + И_{\text{экс.2}}) + TR = 1.191 \times 10^4$$

$$C := \frac{И_{\text{ПР}}}{W_{\text{год}}} = 0.091$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Технико-экономическое сравнение вариантов

Стоимостная оценка результатов строительства ПС:

$$\Sigma T_i := 3.15 \quad \text{руб./кВт*ч} \quad \text{Для Хабаровского края}$$

$$O_P := W_{\text{год}} \cdot \Sigma T_i = 4.139 \times 10^5$$

Оценка экономической эффективности проекта:

$$P_{\text{от}} := O_P - I_{\text{ПР}} = 4.02 \times 10^5$$

Определяем ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t := 0.2 \cdot P_{\text{от}} = 8.04 \times 10^4$$

$$I_t := I_{A_общ.2} + I_{\text{экс.2}} + I_{\Delta W.2} = 1.509 \times 10^4$$

$$\Xi_t := O_P - I_t - H_t - K_{\text{сум2}} = 2.288 \times 10^5$$

Прибыль от реализации

$$P_p := P_{\text{от}} - H_t = 3.216 \times 10^5$$

Чистый дисконтированный доход:

$E := 0.075$ ставка рефинансирования
Пусть наш проект реализуется в течении 3 лет

$$ЧДД_0 := 0$$

$$ЧДД_1 := \frac{\frac{1.5}{3} \cdot (-K_{\text{сум1}})}{(1 + E)^1} = -5.586 \times 10^4$$

$$ЧДД_2 := \frac{\frac{1}{3} \cdot (-K_{\text{сум1}})}{(1 + E)^2} = -3.464 \times 10^4$$

$$ЧДД_3 := \frac{\frac{0.5}{3} \cdot (-K_{\text{сум1}})}{(1 + E)^3} = -1.611 \times 10^4$$

$$ЧДД_4 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^4} = 2.384 \times 10^5$$

$$ЧДД_5 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^5} = 2.218 \times 10^5$$

$$ЧДД_6 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^6} = 2.063 \times 10^5$$

$$ЧДД_7 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^7} = 1.919 \times 10^5$$

$$ЧДД_8 := \frac{O_P - I_t - H_t}{(1 + E)^8} = 1.785 \times 10^5$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Технико-экономическое сравнение вариантов

$$\text{ЧДД}_9 := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^9} = 1.661 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{10} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{10}} = 1.545 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{11} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{11}} = 1.437 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{12} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{12}} = 1.337 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{13} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{13}} = 1.244 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{14} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{14}} = 1.157 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{15} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{15}} = 1.076 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{16} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{16}} = 1.001 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{17}} = 9.312 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{18}} = 8.663 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{19}} = 8.058 \times 10^4$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{O_p - I_t - H_t}{(1 + E)^{20}} = 7.496 \times 10^4$$

С нарастающим итогом

$$\text{ч}_1 := \text{ЧДД}_0 = 0$$

$$\text{ч}_2 := \text{ЧДД}_0 + \text{ЧДД}_1 = -5.586 \times 10^4$$

$$\text{ч}_3 := \text{ч}_2 + \text{ЧДД}_2 = -9.05 \times 10^4$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Технико-экономическое сравнение вариантов

$$\varphi_4 := \varphi_3 + \text{ЧДД}_3 = -1.066 \times 10^5$$

$$\varphi_5 := \varphi_4 + \text{ЧДД}_4 = 1.318 \times 10^5$$

$$\varphi_6 := \varphi_5 + \text{ЧДД}_5 = 3.536 \times 10^5$$

$$\varphi_7 := \varphi_6 + \text{ЧДД}_6 = 5.599 \times 10^5$$

$$\varphi_8 := \varphi_7 + \text{ЧДД}_7 = 7.519 \times 10^5$$

$$\varphi_9 := \varphi_8 + \text{ЧДД}_8 = 9.304 \times 10^5$$

$$\varphi_{10} := \varphi_9 + \text{ЧДД}_9 = 1.096 \times 10^6$$

$$\varphi_{11} := \varphi_{10} + \text{ЧДД}_{10} = 1.251 \times 10^6$$

$$\varphi_{12} := \varphi_{11} + \text{ЧДД}_{11} = 1.395 \times 10^6$$

$$\varphi_{13} := \varphi_{12} + \text{ЧДД}_{12} = 1.528 \times 10^6$$

$$\varphi_{14} := \varphi_{13} + \text{ЧДД}_{13} = 1.653 \times 10^6$$

$$\varphi_{15} := \varphi_{14} + \text{ЧДД}_{14} = 1.768 \times 10^6$$

$$\varphi_{16} := \varphi_{15} + \text{ЧДД}_{15} = 1.876 \times 10^6$$

$$\varphi_{17} := \varphi_{16} + \text{ЧДД}_{16} = 1.976 \times 10^6$$

$$\varphi_{18} := \varphi_{17} + \text{ЧДД}_{17} = 2.069 \times 10^6$$

$$\varphi_{19} := \varphi_{18} + \text{ЧДД}_{18} = 2.156 \times 10^6$$

$$\varphi_{20} := \varphi_{19} + \text{ЧДД}_{19} = 2.236 \times 10^6$$

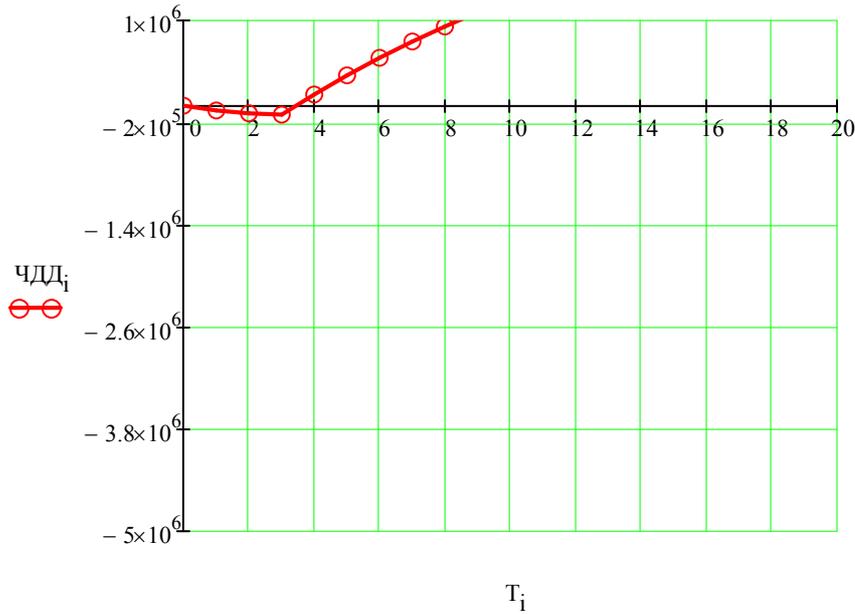
$$\varphi_{21} := \varphi_{20} + \text{ЧДД}_{20} = 2.311 \times 10^6$$

$$T_i := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$$

$$\text{ЧДД}_i := \begin{pmatrix} \varphi_1 \\ \varphi_2 \\ \varphi_3 \\ \varphi_4 \\ \varphi_5 \\ \varphi_6 \\ \varphi_7 \\ \varphi_8 \\ \varphi_9 \\ \varphi_{10} \\ \varphi_{11} \\ \varphi_{12} \\ \varphi_{13} \\ \varphi_{14} \\ \varphi_{15} \\ \varphi_{16} \\ \varphi_{17} \\ \varphi_{18} \\ \varphi_{19} \\ \varphi_{20} \\ \varphi_{21} \end{pmatrix}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

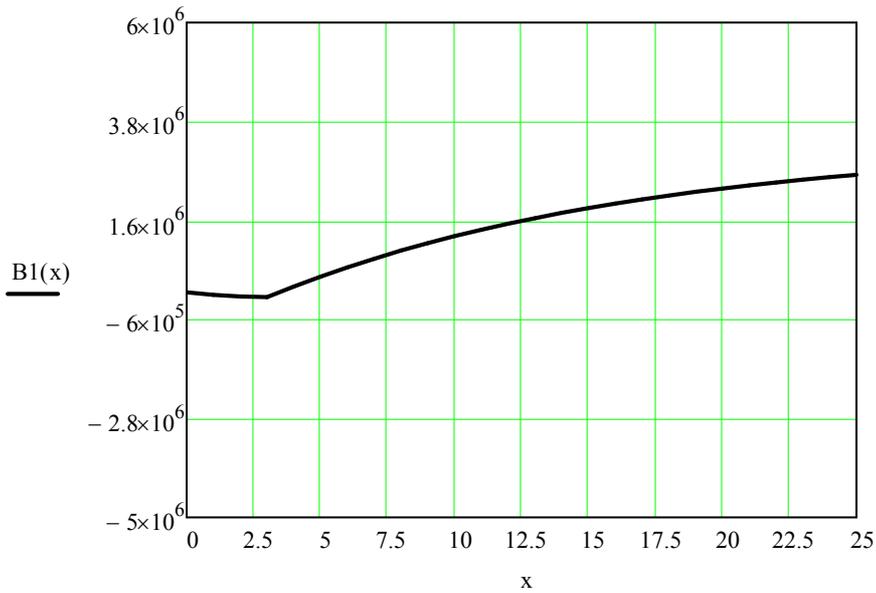
Технико-экономическое сравнение вариантов



```

S := cspline(T_i, ЧДД_i)
x := 0..25
B1(x) := interp(S, T_i, ЧДД_i, x)

```



- $B1(14) = 1.768 \times 10^6$
- $B1(15) = 1.876 \times 10^6$
- $B1(16) = 1.976 \times 10^6$
- $B1(17) = 2.069 \times 10^6$
- $B1(18) = 2.156 \times 10^6$
- $B1(19) = 2.236 \times 10^6$
- $B1(20) = 2.311 \times 10^6$

- $B1(1) = -5.586 \times 10^4$
- $B1(2) = -9.05 \times 10^4$
- $B1(3) = -1.066 \times 10^5$
- $B1(4) = 1.318 \times 10^5$
- $B1(5) = 3.536 \times 10^5$
- $B1(6) = 5.599 \times 10^5$
- $B1(7) = 7.519 \times 10^5$
- $B1(8) = 9.304 \times 10^5$
- $B1(9) = 1.096 \times 10^6$
- $B1(10) = 1.251 \times 10^6$
- $B1(11) = 1.395 \times 10^6$
- $B1(12) = 1.528 \times 10^6$
- $B1(13) = 1.653 \times 10^6$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Оценка надежности

Интенсивность отказов элементов подстанции

$$\text{ТЛ11} := 1699440 \quad \text{ТР1} := 61320 \quad \text{ТР11} := 34984 \quad \text{ТТ12} := 56209 \quad \text{ТВ11} := 11212$$

$$\text{ТЛ12} := 2899560 \quad \text{ТВ1} := 33848 \quad \text{ТТ11} := 40974 \quad \text{ТШ1} := 878224 \quad \text{ТВ12} := 13320$$

$$\text{ТШ3} := 878224$$

$$\lambda := \frac{5.8}{\text{ТЛ11}} + \frac{5.8}{\text{ТЛ12}} + \frac{1}{\text{ТР1}} + \frac{1}{\text{ТВ1}} + \frac{1}{\text{ТР11}} + \frac{1}{\text{ТТ11}} + \frac{1}{\text{ТТ12}} + \frac{1}{\text{ТШ1}} + \frac{1}{\text{ТВ11}} + \frac{1}{\text{ТВ12}} + \frac{1}{\text{ТШ3}}$$

$$\lambda = 2.886 \times 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы последовательной цепи

$$\text{ТСР} := \frac{1}{\lambda} = 3.465 \times 10^3$$

Среднее время восстановления

$$\tau_{\text{ср}} := \frac{1}{\lambda} \left(\frac{5.8}{\text{ТЛ11} \cdot 0.0962} + \frac{5.8}{\text{ТЛ12} \cdot 0.0962} + \frac{1}{\text{ТР1} \cdot 0.1225} + \frac{1}{\text{ТВ1} \cdot 0.12517} + \frac{1}{\text{ТР11} \cdot 0.1225} \dots \right. \\ \left. + \frac{1}{\text{ТТ11} \cdot 0.465} + \frac{1}{\text{ТТ12} \cdot 0.465} + \frac{1}{\text{ТШ1} \cdot 0.3003} + \frac{1}{\text{ТВ11} \cdot 0.0493} \dots \right. \\ \left. + \frac{1}{\text{ТВ12} \cdot 0.0493} + \frac{1}{\text{ТШ3} \cdot 0.287} \right)$$

$$\tau_{\text{ср}} = 14.17$$

Интенсивность восстановления

$$\mu_i := \frac{1}{\tau_{\text{ср}}} = 0.071$$

Коэффициент готовности

$$K := \frac{\text{ТСР}}{\text{ТСР} + \tau_{\text{ср}}} = 0.996$$

Интенсивность отказов секционных выключателей

$$\text{ТВ31} := 10516 \quad \text{ТВ32} := 12350$$

$$\lambda_1 := \frac{1}{\text{ТВ31}} + \frac{1}{\text{ТВ32}} = 1.761 \times 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы последовательной цепи

$$\text{ТСР}_1 := \frac{1}{\lambda_1} = 5.68 \times 10^3$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Среднее время восстановления

$$\tau_{\text{ср.1}} := \frac{1}{\lambda_1} \cdot \left(\frac{1}{\text{ТВ31} \cdot 0.0489} + \frac{1}{\text{ТВ32} \cdot 0.0489} \right) = 20.45$$

Интенсивность восстановления

$$\mu_1 := \frac{1}{\tau_{\text{ср.1}}} = 0.049$$

Коэффициент готовности

$$K_1 := \frac{\text{ТСР}_1}{\text{ТСР}_1 + \tau_{\text{ср.1}}} = 0.996$$

Интенсивность отказов последовательного соединения элементов подстанции

$$\text{ТЭ1} := 3460 \quad \text{ТЭ2} := 5679$$

$$\lambda_2 := \frac{1}{\text{ТЭ1}} + \frac{1}{\text{ТЭ2}} = 4.651 \times 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы последовательной цепи

$$\text{ТСР}_2 := \frac{1}{\lambda_2} = 2.15 \times 10^3$$

Среднее время восстановления

$$\tau_{\text{ср.2}} := \frac{1}{\lambda_2} \cdot \left(\frac{1}{\text{ТЭ1} \cdot 0.07} + \frac{1}{\text{ТЭ2} \cdot 0.049} \right) = 16.604$$

Интенсивность восстановления

$$\mu_2 := \frac{1}{\tau_{\text{ср.2}}} = 0.06$$

Коэффициент готовности

$$K_2 := \frac{\text{ТСР}_2}{\text{ТСР}_2 + \tau_{\text{ср.2}}} = 0.992$$

Учет резервирования

$$\rho_4 := \frac{\lambda_2 \cdot \lambda}{(\lambda_2 + \mu_2) \cdot (\lambda + \mu_1)} = 3.121 \times 10^{-5}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Коэффициент готовности системы

$$KS := 1 - \rho_4 = 1$$

Интенсивность отказа системы из двух взаиморезервирующих элементов

$$\lambda_s := \lambda \cdot (1 - 0.996) + \lambda_2 \cdot (1 - 0.9924) = 4.689 \times 10^{-6}$$

Среднее время безотказной работы системы

$$TCPS := \frac{1}{\lambda_s} = 2.133 \times 10^5$$

$$\mu_s := \mu_2 + \mu_i = 0.131$$

$$\tau_{cp.s} := \frac{\tau_{cp} \cdot \tau_{cp.2}}{\tau_{cp} + \tau_{cp.2}} = 7.645$$