

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 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В.

Савина

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация системы электроснабжения напряжением 6 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре путем перевода на более высокий класс номинального напряжения

Исполнитель

студент группы 842-узб

подпись, дата

С.А. Потапов

Руководитель

доцент

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента С.А. Потапов

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения напряжением 6 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре путем перевода на более высокий класс номинального напряжения

(утверждена приказом от 03.04.2023г. № 794уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 14.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема сетей 0,4-10 кВ города Николаевск-на-Амуре, однолинейная схема Николаевской ТЭЦ, контрольный замер в электрических сетях за 2021 год, схема и план развития Хабаровского края на период до 2030 года.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика северной части г. Николаевск-на-Амуре характеристика объекта исследования, определение активных потерь мощности и энергии до и после замены трансформаторов ТП, определение потерь активной мощности по фидеру №6, разработка вариантов реконструкции фидера, разработка вариантов сети 10 кВ и выбор оптимального, токи короткого замыкания, проверка сечений воздушных линий на термическую стойкость к токам короткого замыкания, выбор и проверка оборудования 10 кВ, выбор и проверка оборудования 10 кВ ТП фидера №6, оценка целесообразности компенсации емкостных токов замыкания на землю, релейная защита и автоматика, расчёт режима проектируемой сети по фидеру №6, оценка надёжности существующей и выбранной схем, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): существующая сеть 6 кВ Ф-6, вариант сети 10 кВ №2, вариант сети 10 кВ №1, однолинейная схема сети 10 кВ, однолинейная схема Николаевской ТЭЦ, микропроцессорная защита воздушной линии 10 кВ, однолинейная схема и план КТП 10/0,4 кВ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 14.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы Ротачева Алла Георгиевна доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 118 с, 24 рисунка, 47 таблиц, 1 приложения, 35 источников.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА.

Объект разработки - сети 6 кВ в границах фидера №6 северной части города Николаевск-на-Амуре с источником питания «Николаевская ТЭЦ». Предмет исследования – оценка эффективности и надежности распределительной сети города Николаевск-на-Амуре. Так как сети 6 кВ выполнены проводами и кабелями, выработавшими нормативный срок эксплуатации, то для качественного электроснабжения потребителей АО «ДРСК» необходимо заменить оборудование, для снижения величины потерь в сетях уровнем напряжения СН-2 рассматривается возможность перехода на напряжение 10 кВ. Целью выпускной квалификационной работы является проведение реконструкции изношенных сетей 6 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях. Характеристики сетей получены расчётным способом. Конфигурация сети выбрана на основе технико-экономического сравнения вариантов сети. Применён провод СИП-3 на железобетонных опорах. Определены уровни токов КЗ в сети 10 кВ при помощи приближенного приведения в именованных единицах. Выбраны уставки средств РЗ и А линий 10 кВ. Рассчитана надежность сети 10 кВ аналитическим методом.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика северной части г. Николаевск-на-Амуре	9
1.1 Климато-географическая характеристика района проектирования	9
1.2 Характеристика Николаевской ТЭЦ	10
2 Характеристика объекта исследования	12
2.1 Данные по фактическим нагрузкам трансформаторных подстанций	12
2.2 Анализ распределительной сети 6 кВ	12
2.3 Динамика потерь в рассматриваемой сети	15
2.4 Целесообразность перевода сети 6 кВ на напряжение 10 кВ	15
3 Определение активных потерь мощности и энергии до и после замены трансформаторов ТП	17
4 Определение потерь активной мощности по фидеру №6	24
4.1 Расчёт потерь активной мощности по фидеру при изменении номинального напряжения до замены проводов	24
4.2 Расчёт потерь активной мощности по фидеру при изменении номинального напряжения после замены проводов	29
5 Разработка вариантов реконструкции фидера	32
6 Разработка вариантов сети 10 кВ и выбор оптимального	41
7 Токи короткого замыкания	46
8 Проверка сечений воздушных линий на термическую стойкость к токам короткого замыкания	55
9 Выбор и проверка оборудования 10 кВ	57
9.1 Разработка однолинейной схема 10 кВ	57
9.2 Выбор и проверка оборудования 10 кВ источника питания НТЭЦ	57
9.2.1 Выбор выключателей 10 кВ	57
9.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ	61
9.2.3 Выбор КРУ	65

9.2.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ	67
9.2.5	Выбор и проверка предохранителей трансформатора напряжения	68
9.2.6	Выбор и проверка изоляторов	70
9.2.7	Выбор и проверка токоведущих частей КРУ	71
9.2.8	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ	75
9.3	Выбор и проверка оборудования 10 кВ ТП филера №6	76
9.3.1	Выбор и проверка предохранителей 10 кВ ТП	76
9.3.2	Выбор и проверка выключателей нагрузки 10 кВ ТП	77
10	Оценка целесообразности компенсации емкостных токов замыкания на землю	79
11	Релейная защита и автоматика	80
11.1	Токовая отсечка	80
11.2	Максимальная токовая защита линий	81
11.3	Защита от однофазных замыканий на землю	83
11.4	Устройства автоматического включения резерва	84
12	Расчёт режима проектируемой сети по фидеру №6	86
13	Оценка надёжности существующей и выбранной схем	95
14	Безопасность и экологичность	104
14.1	Безопасность	104
14.2	Экологичность	108
14.3	Чрезвычайные ситуации	111
	Заключение	115
	Библиографический список	116
	Приложение А – Расчёты надёжности сети 10 кВ	119

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция силовая;

ТП – трансформаторная подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

СЭС – Система электроснабжения;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

ЛЭП – линия электропередач;

ВЛ – воздушная линия;

КЛ – кабельная линия;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТО – токовая отсечка.

ВВЕДЕНИЕ

Важнейшей задачей в современных условиях является обеспечение надежности функционирования инженерной инфраструктуры.

Для обеспечения надёжного и качественного электроснабжения потребителей Николаевского района необходима реконструкция системы электроснабжения 6 кВ, так как имеющегося в настоящее время в работе оборудование сетей выработало свой ресурс, кроме того, техническое состояние электрооборудования неудовлетворительное.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей рассматриваемого северного района города Николаевск-на-Амуре, требуется создать резервное питание распределительных сетей.

В процессе расчётов рассмотрены вопросы перевода на более высокий уровень напряжения 10 кВ.

Цель работы - проведение реконструкции изношенных сетей 6 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях.

При реконструкции сетей необходимо решить следующие задачи:

1. Расчёт нагрузок потребителей;
2. Экономически рациональное построение схем сетей 10 кВ;
3. Использование новейших разработок в области силовой аппаратуры (самонесущие изолированные провода, комплектные трансформаторные подстанции);
4. Обеспечение надёжности схемы сетей 10 кВ;
5. Выбор уставок срабатывания релейной защиты;
6. Расчёт режимов сетей 10 кВ;
7. Определение экономического эффекта от повышения номинального напряжения сети одновременно с реконструкцией сетей

Актуальность работы – обоснование и расчёт эффекта от перевода более высокий уровень напряжения распределительных сетей среднего напряжения по уровню СН-2 (6-10 кВ) города Николаевск-на-Амуре.

Новизна работы – технические и схемные решения в современных условиях функционирования электросетевого комплекса системы электроснабжения города Николаевск-на-Амуре.

Пути решения задач:

1. Расчёт электрических нагрузок проводится на основании замерных данных с учётом перспективной нагрузки.

2. Расчёт токов КЗ и выбор защитных аппаратов в сети используя руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98.

3. Расчёт надёжности сети 10 кВ осуществляется аналитическим методом как наиболее простым и наглядным.

Ожидаемые результаты выполнения работы:

1. Оптимальная по критерию приведенных затрат сеть 10 кВ района;
2. Проверенные аппараты и проводники сети 10 кВ по стойкости к токам КЗ;
3. Проверенные по чувствительности и селективности средства РЗА;
4. Надёжность системы электроснабжения 10 кВ в течении срока её эксплуатации.

При выполнении работы использовалось программное обеспечение, а именно Microsoft Word, Microsoft Excel, Microsoft Visio, Mathcad, Math Type.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ Г. НИКОЛАЕВСК-НА-АМУРЕ

1.1 Климато-географическая характеристика района проектирования

Город Николаевск-на-Амуре представляет собой крупный морской порт и промышленный и культурный центр Нижнего Приамурья, [1].

Николаевский район расположен на северо-востоке Хабаровского края граничит на юге с Ульчским районом, западе – Тугуро-Чумиканским районом. На севере ограничен водами Охотского моря, на северо-востоке – Сахалинского залива, востоке Амурского лимана и юго-востоке Татарского пролива.

Центр района - г.Николаевск-на-Амуре - расположен на левом берегу р.Амур вблизи его устья. Находится на расстоянии 582-х километров к северо-востоку от г.Комсомольска-на-Амуре и в 977-и километрах к северо-востоку от г.Хабаровска.

Климат умеренно-муссонный, с холодной малоснежной зимой и жарким влажным летом. Средняя температура января: от -22°C на юге, до -40 градусов на севере, на морском побережье от -15 до -25°C ; июля: от $+11^{\circ}\text{C}$ - в приморской части, до $+21^{\circ}\text{C}$ во внутренних и южных районах. Осадков в год выпадает от 400 мм на севере.

Все необходимые характеристики района сведены в таблицу 1.1, [2].

Таблица 1.1 – Климатические условия района

Климатические условия	Справочная величина
Район по ветру	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	3,25
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда, мм	10
Низшая температура воздуха, С	-40
Высшая температура воздуха, С°	+38

Численность населения района на 1 января 2015 составила 29,3 тыс.чел., в том числе в городе – 23,8 тыс.чел., в селах – 5,5 тыс.чел, [3].

1.2 Характеристика Николаевской ТЭЦ

Николаевская ТЭЦ — тепловая электростанция в городе Николаевск-на-Амуре (Хабаровский край), [4]. Входит в состав ПАО «Дальневосточная генерирующая компания», филиал «Хабаровская генерация». Является единственным источником питания обособленного Николаевского энергорайона. Электроснабжение северной части города Николаевск-на-Амуре осуществляется от фидеров 5, 6, 16, 23, 29.

Электрическая мощность станции — 130 Мвт, тепловая мощность — 321 Гкал/ч. Основной вид топлива станции — мазут, но осенью 2008 года Николаевская ТЭЦ была переведена на природный газ.

Турбогенераторы ТГ1, ТГ2 – марки Т-2-12-2,

Турбогенераторы ТГ3, ТГ-4– марки ТВФ-63,

Силовые трансформаторы 1Т – ТРДЦН-63000/110, 2Т – ТРДН-63000/110

РУВН – одна секционированная система шин

РУНН – одна секционированная система шин секционирована реактором

Подробная однолинейная схема приведена на рисунке 1.1.

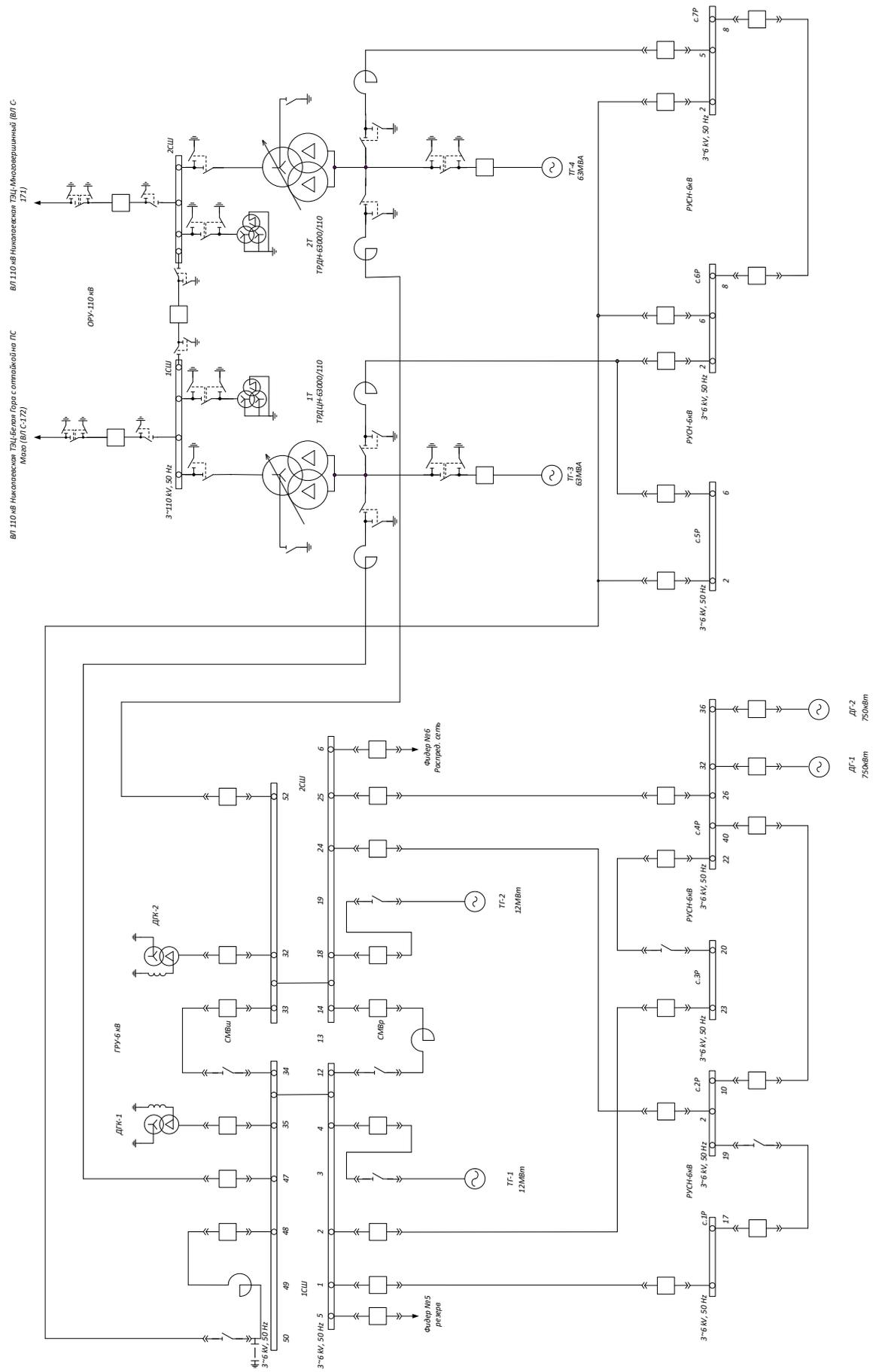


Рисунок 1.1 – Однолинейная схема Николаевкой ТЭЦ

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Необходимо рассмотреть текущее состояние распределительной сети 6 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для того, чтобы правильно определить порядок и содержание работ по повышению эффективности функционирования сети.

2.1 Данные по фактическим нагрузкам трансформаторных подстанций

Фактическая нагрузка трансформаторов ТП 6/0,4 кВ определяется по результату контрольного замера. Рассматриваются все ТП, питаемые по фидеру №6 Николаевской ТЭЦ. Результаты замера и нагрузка трансформаторов ТП по итогу контрольного замера (с учётом перспективных технических присоединений) приводится в таблице 2.1. По данным таблицы 2.1 видно, что все трансформаторы, кроме ТП-108, недогружены.

Таблица 2.1 - Загрузка ТП

№ ТП	Стр ном, МВА	Sфакт, МВА	Pфакт, МВт	Qфакт, Мвар	Nтр	Kз факт
23	0,4	0,020	0,018	0,009	1	0,05
40	0,18	0,050	0,045	0,022	1	0,28
66	0,4	0,070	0,062	0,032	1	0,18
15	1,26	0,210	0,188	0,094	2	0,17
94	0,4	0,070	0,062	0,032	1	0,18
16	0,4	0,040	0,036	0,017	1	0,10
18	0,4	0,102	0,093	0,042	1	0,26
108	0,4	0,330	0,292	0,154	1	0,83
87	0,4	0,030	0,027	0,013	1	0,08
32	0,4	0,060	0,053	0,028	1	0,15
21	0,32	0,010	0,009	0,004	1	0,03
104	0,8	0,030	0,027	0,013	2	0,04
91	0,1	0,050	0,045	0,022	1	0,50
22	0,63	0,030	0,027	0,013	1	0,05

2.2 Анализ распределительной сети 6 кВ

По конфигурации схема сети 6 кВ является магистральной разветвлённой, максимальная длина ответвлений от главной магистрали составляет 0,9 км, согласно рисунку 2.1.

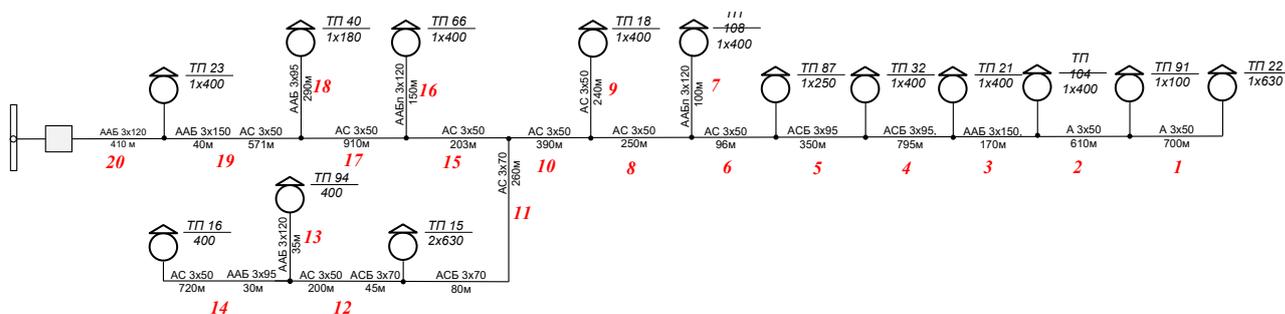


Рисунок 2.1 – граф существующей сети 6 кВ

Сеть 6 кВ выбранного участка реконструкции выполнена голым алюминиевым проводом А и АС сечением 35-95 мм² совместно с кабельными вставками кабеля ААБ и АСБ сечением 120-185 мм². Срок эксплуатации линий составляет более 20 лет. Таким образом имеется необходимость замены голого провода марки А и АС на провод марки СИП-3, с улучшенными эксплуатационными характеристиками. Информация по износу трансформаторов ТП приведена ниже в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Износ трансформаторов ТП

№ ТП	мощность тр-ра	год выпуска тр-ра	Примечание
ТП- 15	630	1991 год ввода ТП	замена по сроку службы более 25 лет
КТП -16	400	1987	замена по сроку службы более 25 лет
КТП -18	400	1950 год ввода ТП	замена по сроку службы более 25 лет
ТП- 21	320	1957 год ввода ТП	замена по сроку службы более 25 лет
ТП- 22	630	1979	замена по сроку службы более 25 лет
КТП -23	400	2002	не требует замены
ТП-32	400	1981 год ввода ТП	замена по сроку службы более 25 лет
ТП -40	400	1950	замена по сроку службы более 25 лет
ТП -66	400	1974	замена по сроку службы более 25 лет
КТП-87	250	1981	замена по сроку службы более 25 лет
МТП-91	100	1973	замена по сроку службы более 25 лет
КТП-94	400	1985	замена по сроку службы более 25 лет
ТП-104	400	нет данных	замена по сроку службы более 25 лет
ТП-108	400	1994 год ввода ТП	не требует замены

Нормативный срок службы трансформаторов 25 лет [6]. Из таблицы 2.2 следует, что кроме двух ТП, все трансформаторы выработали нормативный срок службы и требуют замены. План местности с месторасположением существующих ТП показан на рисунке 2.2.

2.3 Динамика потерь в рассматриваемой сети

Величина потерь электроэнергии в сетях Николаевского участка за последние 5 лет эксплуатации находится в примерно одинаковой динамике и колеблется от 25 до 30% от отпуска электроэнергии в сеть, согласно рисунку 2.3 [26]

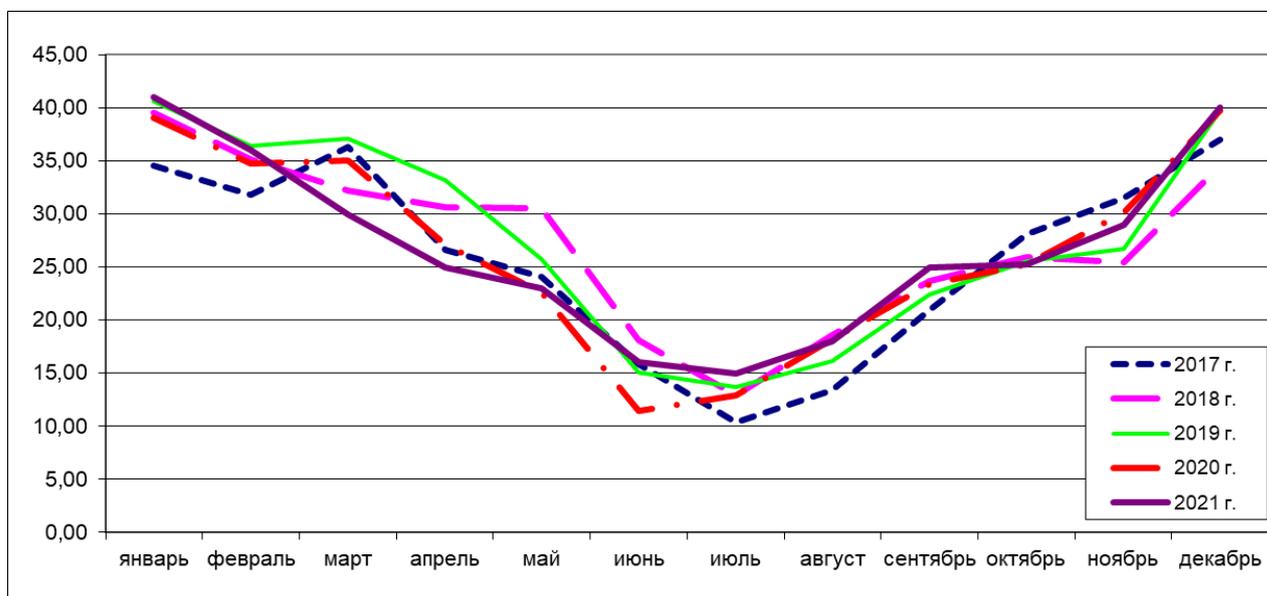


Рисунок 2.3 – Потери электроэнергии в % с 2017 по 2021 гг.

Большая часть потерь электроэнергии приходится на сети 0,4 кВ, что обусловлено хищениями электроэнергии. Сеть 6 кВ содержит только технические потери которые зависят от технического состояния сетей, загруженности трансформаторов ТП, точности учёта электроэнергии.

2.4 Целесообразность перевода сети 6 кВ на напряжение 10 кВ

Целесообразность модернизации системы электроснабжения напряжением 6 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре путем перевода на более высокий класс номинального напряжения зависит от возможности последующей работы действующего оборудования при более высоком напряжении или возможности замены силового и измерительного оборудования, [7].

Модернизация системы электроснабжения напряжением 6 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре целесообразна, так как повышается пропускная способность сетей 10 кВ и снижается уровень технических потерь.

Для реконструкции сетей 6 кВ Николаевского участка сформулируем выводы по необходимости реконструкции сетей 6 кВ.

Выводы по необходимости реконструкции сетей:

1. В существующей сети голые провода А и АС заменяются на СИП-3 для обеспечения снижения потерь электроэнергии;

2. Устаревшие кабели с бумажной пропитанной изоляцией и кабельные вставки демонтируются, все ответвительные линии выполняются проводом СИП-3;

3. В соответствии с нагрузкой и сроком службы трансформаторов ТП проводится замена трансформаторов ТП

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНЫХ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ ДО И ПОСЛЕ ЗАМЕНЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Для оценки базового уровня потерь активной мощности в трансформаторах ТП до реконструкции необходимо определить потери активной мощности в трансформаторах ТП с высшим напряжением 6 кВ, затем провести замену недогруженных трансформаторов и определить потери мощности в трансформаторах ТП с высшим напряжением 10 кВ.

Для осуществления расчёта потерь мощности в существующих трансформаторах ТП-23 6/0,4 кВ потребуются необходимые справочные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{BH}^2} \cdot R_T; \quad (3.1)$$

$$\Delta P_T = 1,05 + \frac{0,018^2 + 0,009^2}{6^2} \cdot 1,24 = 1,06 \text{ кВт},$$

где ΔP_X - потери холостого хода трансформатора, кВт, [9];

P_n, Q_n - активная и реактивная нагрузка трансформаторов, согласно таблице 2.1;

U_{BH} - номинальное напряжение стороны ВН ТП, кВ, [9];

R_T - активное сопротивление трансформатора, Ом.

Для осуществления расчёта активного сопротивления трансформатора ТП-23 6/0,4 кВ потребуются необходимые справочные и расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{т ном}^2}, \quad (3.2)$$

$$R_T = \frac{5,5 \cdot 6^2}{0,4^2} = 1,24 \text{ Ом},$$

где ΔP_K - потери короткого замыкания трансформатора, кВт, [9];

$S_{m \text{ ном}}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА, [9].

Для осуществления аналогичных расчётов потерь мощности в трансформаторах ТП 6/0,4 кВ использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 3.1, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 3.1 – Потери в трансформаторах ТП 6/0,4 кВ

№ ТП	$S_{\text{тр ном}}$, МВА	$S_{\text{факт}}$, МВА	$P_{\text{факт}}$, МВт	$Q_{\text{факт}}$, Мвар	$N_{\text{тр}}$	ΔP_x , кВт	ΔP_K , кВт	$U_{\text{вн ном}}$, кВ	R_T , Ом	ΔP_T , кВт
23	0,4	0,020	0,018	0,009	1	1,05	5,5	6	1,24	1,06
40	0,18	0,050	0,045	0,022	1	1	4	6,3	4,90	1,31
66	0,4	0,070	0,062	0,032	1	1,05	5,5	6	1,24	1,22
15	1,26	0,210	0,188	0,094	2	1,56	7,6	6	0,17	3,23
94	0,4	0,070	0,062	0,032	1	1,05	5,5	6	1,24	1,22
16	0,4	0,040	0,036	0,017	1	1,05	5,5	6	1,24	1,11
18	0,4	0,102	0,093	0,042	1	1,05	5,5	6	1,24	1,41
108	0,4	0,330	0,292	0,154	1	1,05	5,5	6	1,24	4,79
87	0,4	0,030	0,027	0,013	1	1,05	5,5	6	1,24	1,08
32	0,4	0,060	0,053	0,028	1	1,05	5,5	6	1,24	1,17
21	0,32	0,010	0,009	0,004	1	1,6	6,1	6,3	2,36	1,61
104	0,8	0,030	0,027	0,013	2	1,05	5,5	6	0,31	2,10
91	0,1	0,050	0,045	0,022	1	0,365	1,97	6	7,09	0,86
22	0,63	0,030	0,027	0,013	1	1,56	7,6	6	0,69	1,58
всего										23,74

«При загрузке силового трансформатора на 30 % нагрузочные потери примерно равны потерям холостого хода. В среднем на каждой трансформации теряется до 7 % передаваемой мощности. Работа трансформатора в режиме холостого хода или близком к нему вызывает излишние потери электроэнергии не только в самом трансформаторе, но и по всей системе электроснабжения (от источника питания до самого трансформатора) из-за низкого коэффициента мощности», [8].

Для осуществления расчёта оптимального коэффициента загрузки трансформаторов, соответствующего минимуму приведенных затрат, потребуются необходимые справочные и расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8, с.260]:

$$K_{39} = \sqrt{\frac{\Delta P_X^*}{\Delta P_K^*} + \frac{\kappa_u \cdot K}{c_{\text{Э}} \cdot T_{\text{П}} \cdot \Delta P_K^*}}, \quad (3.3)$$

$$K_{39} = \sqrt{\frac{2,3}{8,2} + \frac{0,21 \cdot 215000}{1,87 \cdot 8760 \cdot 8,2}} = 0,79,$$

где $\kappa_u = 0,21$ - нормативный коэффициент, [8];

K - стоимость одного трансформатора, [10];

$T_{\text{П}}$ - годовое число часов, 8760 ч;

$c_{\text{Э}}$ - стоимость потерь электроэнергии, для Хабаровского края 1.87 руб/кВтч, [11].

Для осуществления расчёта приведенных активных потерь холостого хода потребуются необходимые справочные и расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8, с.260]:

$$\Delta P_X^* = \Delta P_X + \kappa_{\text{ин}} \cdot \Delta Q_X, \quad (3.4)$$

$$\Delta P_X^* = 1,05 + 0,15 \cdot 9,2 = 2,4 \text{ кВт},$$

где $\kappa_{\text{ин}} = 0,15$ - коэффициент изменения потерь в трансформаторе, [8].

Для осуществления расчёта реактивных потерь холостого хода потребуются необходимые справочные и расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8, с.260]:

$$\Delta Q_X = S_{т ном} \cdot \frac{I_X}{100}; \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_X = 400 \cdot \frac{2,3}{100} = 9,2 \text{ квар.}$$

где I_X - ток холостого хода, [9].

Для осуществления расчёта приведенных активных потерь короткого замыкания потребуются необходимые справочные и расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta P_K^* = \Delta P_K + \kappa_{ин} \cdot \Delta Q_K \quad (3.6)$$

$$\Delta P_K^* = 5,5 + 0,15 \cdot 18 = 8,2 \text{ кВт};$$

Для осуществления расчёта реактивных потерь короткого замыкания потребуются необходимые справочные и расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$\Delta Q_K = S_{т ном} \cdot \frac{U_K}{100}; \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_K = 400 \cdot \frac{4,5}{100} = 18 \text{ квар.}$$

где U_K - напряжение короткого замыкания, [9],

Для осуществления аналогичных расчётов оптимального коэффициента загрузки трансформаторов ТП использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 3.2, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 3.2 – Оптимальный коэффициент загрузки до замены трансформаторов

№ ТП	S _{тр ном} , кВА	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	U _к , %	I _х , %	ΔP* _х , кВт	ΔP* _к , кВт	К	К _{зэ}
23	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
40	180	1	4	6,0	5,5	2,5	5,62	130000	0,86
66	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
15	630	1,56	7,6	5,5	2,0	3,5	12,7975	315000	0,76
94	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
16	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
18	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
108	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
87	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
32	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
21	320	1,6	6,1	4,5	5,5	4,2	8,26	215000	0,92
104	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
91	100	0,365	1,97	4,5	2,6	0,8	2,645	105000	0,89
22	630	1,56	7,6	5,5	2,0	3,5	12,7975	315000	0,76

Из таблицы 3.2 видно, что существующие трансформаторы на ТП необходимо заменить на трансформаторы меньшей мощности, опираясь на фактический коэффициент загрузки трансформаторов ТП.

Составляется таблица 3.3, отражающая результаты выбора трансформаторов меньшей мощности.

Таблица 3.3 – Оптимальный коэффициент загрузки после замены трансформаторов ТП

№ ТП	S _{тр ном} , кВА	ΔP _х , кВт	ΔP _к , кВт	U _к , %	I _х , %	ΔP* _х , кВт	ΔP* _к , кВт	К, руб	К _{зэ}
23	25	0,13	0,6	4,5	3,2	0,3	0,76875	65000	1,19
40	63	0,265	1,28	4,5	2,8	0,5	1,70525	85000	0,97
66	100	0,365	1,97	4,5	2,6	0,8	2,645	105000	0,89
15	160	0,565	2,65	4,5	2,4	1,1	3,73	130000	0,87
94	100	0,365	1,97	4,5	2,6	0,8	2,645	105000	0,89
16	63	0,265	1,28	4,5	2,8	0,5	1,70525	85000	0,97
18	160	0,565	2,65	4,5	2,4	1,1	3,73	130000	0,87
108	400	1,05	5,5	4,5	2,1	2,3	8,2	215000	0,79
87	40	0,365	1,97	4,5	2,6	0,5	2,24	105000	0,91
32	100	0,365	1,97	4,5	2,6	0,8	2,645	105000	0,89
21	25	0,13	0,6	4,5	3,2	0,3	0,76875	65000	1,19
104	25	0,13	0,6	4,5	3,2	0,3	0,76875	65000	1,19
91	63	0,265	1,28	4,5	2,8	0,5	1,70525	85000	0,97
22	40	0,365	1,97	4,5	2,6	0,5	2,24	105000	0,91
								1450000	

Из таблицы видно, что трансформаторы мощностью 25 кВА должны работать с загрузкой 1,19, исходя из [8, с.260]. Данная особенность расчёта коэффициента оптимальной загрузки отмечена, как методологическая погрешность определения оптимального коэффициента загрузки по минимуму приведенных затрат, [8, с.260]. Потери в трансформаторах меньшей мощности определяются аналогично таблице 2.1 с учётом фактической загрузки, таблица 3.4.

Таблица 3.4 – Потери в трансформаторах ТП 10/0,4 кВ

№ ТП	Стр ном, кВА	Nтр	Kз факт	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U _{вн ном} , кВ	R _T , Ом	ΔP_T , кВт
23	25	1	0,80	0,13	0,6	10	0,38	0,13
40	63	1	0,79	0,265	1,28	10	3,95	0,36
66	100	1	0,70	0,365	1,97	10	1,23	0,43
15	160	2	0,66	0,565	2,65	10	0,17	1,17
94	100	1	0,70	0,365	1,97	10	1,23	0,43
16	63	1	0,63	0,265	1,28	10	0,80	0,28
18	160	1	0,64	0,565	2,65	10	1,66	0,74
108	400	1	0,83	1,05	5,5	10	3,44	4,79
87	40	1	0,75	0,365	1,97	10	1,23	0,38
32	100	1	0,60	0,365	1,97	10	1,23	0,41
21	25	1	0,40	0,13	0,6	10	0,59	0,13
104	25	2	0,60	0,13	0,6	10	0,09	0,26
91	63	1	0,79	0,265	1,28	10	12,80	0,59
22	40	1	0,75	0,365	1,97	10	0,50	0,37
всего								10,45

Из таблицы 3.4 видно, все трансформаторы загружены оптимально.

Для осуществления расчёта эффекта от изменения потерь мощности в 2,3 раза для скорректированных коэффициентов загрузки трансформаторов ТП потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta P = \Delta P_m(6) - \Delta P_m(10); \quad (3.8)$$

$$\Delta P = 23,74 - 10,45 = 13,29 \text{ кВт.}$$

Для осуществления расчёта затрат на сокращении потерь потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$Z = \Delta P \cdot c_{\text{э}} \cdot T_{\text{п}}; \quad (3.9)$$

$$Z = 13,29 \cdot 8760 \cdot 1,87 = 217671 \text{ руб.}$$

где $T_{\text{п}}$ - тариф на компенсацию потерь электроэнергии, 1,87 руб/кВтч [10];

$c_{\text{э}}$ - максимальное число часов для эффекта от снижения потерь, 8760 ч.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ФИДЕРУ №6

Исходя из полноты имеющейся информации о схемах питания северной части города Николаевск-на-Амуре выбираем фидер №6 с источником питания Николаевская ТЭЦ для дальнейшего рассмотрения.

4.1 Расчёт потерь активной мощности по фидеру при изменении номинального напряжения до замены проводов

Для расчёта потерь по фидеру 6 кВ необходимо составить граф сети с указанием марки и сечения кабелей и проводов, их длины (рисунок ниже).

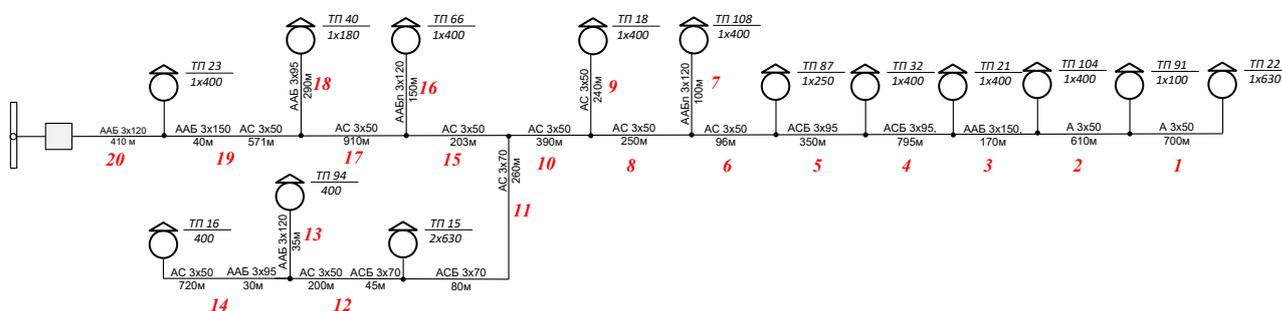


Рисунок 4.1 – Граф фидера №6 для расчёта потерь мощности

Потокораспределение по сети 6 кВ находится по данным начала, [12].

Для осуществления расчёта потерь мощности на участке 14 линии 6 кВ (до ТП-16) потребуются необходимые справочные и расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta P_{\text{вЛ}} = \frac{1}{N_{\text{ц}}} \cdot \frac{(P^2 + Q^2) \cdot r_{\text{уд}} \cdot L}{1000 \cdot U_{\text{н}}^2}, \quad (4.1)$$

$$\Delta P_{14} = \frac{1}{1} \cdot \frac{(36^2 + 17,4^2) \cdot 0,5784 \cdot 0,75}{1000 \cdot 6^2} = 0,019 \text{ кВт},$$

где P , Q – активный и реактивный поток мощности по участку сети, кВт, квар;

$U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение сети, 6 кВ;

N_y - число цепей, ВЛ одноцепные, $N_y = 1$.

Для осуществления расчёта потока мощности в начале участка 14 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$P_{14нач} = \Delta P_{14} + P_{14}, \quad (4.2)$$

$$P_{14нач} = 36 + 0,019 = 36,019 \text{ кВт},$$

Для осуществления расчёта потока мощности в конце участка 12 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$P_{12кон} = P_{14нач} + P_{13нач} \quad (4.3)$$

$$P_{12кон} = 62 + 36 = 98 \text{ кВт},$$

Для осуществления расчёта участка 12 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta P_{12} = \frac{1}{1} \cdot \frac{(98^2 + 49,9^2) \cdot 0,5784 \cdot 0,245}{1000 \cdot 6^2} = 0,048 \text{ кВт},$$

$$P_{12нач} = \Delta P_{12} + P_{12} \quad (4.4)$$

$$P_{12нач} = 98 + 0,048 = 98,048 \text{ кВт},$$

Далее потоки мощности определяются аналогично, используя первый закон Кирхгофа, [12].

Для осуществления расчёта потери напряжения потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta U_{\text{тп16}} = \frac{P_{14} \cdot r_{\text{уд}} \cdot L_{14} + Q_{14} \cdot x_{\text{уд}} \cdot L_{14}}{U_{\text{тп}}}, \quad (4.5)$$

$$\Delta U_{\text{тп16}} = \frac{36,019 \cdot 0,5784 \cdot 0,75 + 17,438 \cdot 0,38 \cdot 0,75}{6} = 0,004 \text{ кВ}$$

где L_1 – длина линии ВЛ на участке 14 графа сети, км;

P_1, Q_1 – активный и реактивный поток мощности в начале участка 14 графа сети, находится в результате расчёта потокораспределения, кВт, квар;

$U_{\text{тп}}$ - напряжение на источнике питания по результатам контрольного замера или на предыдущем узле по направлению потока;

$r_{\text{уд}}, x_{\text{уд}}$ - активное и реактивное сопротивление провода, Ом.

Для осуществления аналогичных расчётов потерь в линиях при номинальном напряжении сети 6 кВ использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 4.1-4.2, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 4.1 – Потери в линиях при номинальном напряжении сети 6 кВ

Уч-к	$P_{\text{нач}}$, кВт	$Q_{\text{нач}}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{\text{кон}}$, кВт	$Q_{\text{кон}}$, квар	L , км	$R_{\text{уч}}$, Ом/км	ΔU , кВ	ΔU , %	$U_{\text{узел}}$, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	27,0	13,1	0,010	0,001	27,0	13,1	0,7	0,5784	0,003	3,47%	5,79
2	72,1	34,9	0,063	0,006	72,0	34,9	0,61	0,5784	0,006	3,43%	5,79
3	99,0	47,9	0,011	0,001	99,0	47,9	0,17	0,2	0,001	3,33%	5,80
4	108,1	52,3	0,099	0,010	108,0	52,3	0,795	0,31	0,007	3,32%	5,80
5	161,1	80,4	0,098	0,010	161,0	80,4	0,35	0,31	0,005	3,19%	5,81
6	188,1	93,5	0,068	0,007	188,0	93,5	0,096	0,5784	0,002	3,11%	5,81
7	292,0	153,7	0,046	0,005	292,0	153,7	0,1	0,153	0,001	3,09%	5,81
8	481,3	247,4	1,171	0,117	480,1	247,3	0,25	0,5784	0,016	3,07%	5,82

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	93,0	41,9	0,040	0,004	93,0	41,9	0,24	0,5784	0,003	2,85%	5,83
10	576,9	289,5	2,591	0,259	574,3	289,3	0,39	0,5784	0,030	2,80%	5,83
14	36,019	17,438	0,019	0,002	36,0	17,4	0,75	0,5784	0,004	2,58%	5,85
13	62,0	32,5	0,001	0,000	62,0	32,5	0,035	0,153	0,0001	2,52%	5,85
12	98,0	49,9	0,048	0,005	98,0	49,9	0,245	0,5784	0,003	2,52%	5,85
11	286,5	143,6	0,406	0,041	286,0	143,5	0,34	0,42	0,010	2,47%	5,85
15	866,5	433,4	3,130	0,313	863,4	433,1	0,203	0,595	0,024	2,30%	5,86
16	62,0	32,5	0,003	0,000	62,0	32,5	0,15	0,153	0,0003	1,91%	5,89
17	944,7	467,5	16,231	1,623	928,5	465,9	0,91	0,595	0,114	1,90%	5,89
18	45,0	21,8	0,006	0,001	45,0	21,8	0,29	0,31	0,001	1,34%	5,92
19	1002,0	490,5	12,290	1,229	989,7	489,3	0,61	0,595	0,080	1,33%	5,92
20	1023,6	499,6	3,525	0,353	1020,0	499,3	0,41	0,24	0,020	0,34%	5,98
всего			39,857								

Таблица 4.2 – Потери в линиях при номинальном напряжении сети 10 кВ

уча- сток	P _{нач} , кВт	Q _{нач} , квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар	P _{кон} , кВт	Q _{кон} , квар	L, км	R _{уч} , Ом/км	ΔU, кВ	ΔU, %	U _{узн} , кВ
1	27,0	13,1	0,004	0,000	27,0	13,1	0,700	0,578	0,001	2,01%	9,80
2	72,1	34,9	0,023	0,000	72,0	34,9	0,610	0,578	0,003	2,00%	9,80
3	99,0	47,9	0,004	0,000	99,0	47,9	0,170	0,200	0,000	1,96%	9,80
4	108,1	52,3	0,035	0,000	108,0	52,3	0,795	0,310	0,004	1,96%	9,80
5	161,1	80,4	0,035	0,000	161,0	80,4	0,350	0,310	0,005	1,92%	9,81
6	188,1	93,5	0,024	0,000	188,0	93,5	0,096	0,578	0,002	1,87%	9,81
7	292,0	153,7	0,017	0,000	292,0	153,7	0,100	0,153	0,001	1,85%	9,81
8	481,3	247,4	0,422	0,006	480,1	247,3	0,250	0,578	0,016	1,84%	9,82
9	93,0	41,9	0,014	0,000	93,0	41,9	0,240	0,578	0,003	1,71%	9,83
10	576,9	289,5	0,933	0,015	574,3	289,3	0,390	0,578	0,030	1,68%	9,83
14	36,0	17,4	0,007	0,000	36,0	17,4	0,750	0,578	0,004	1,55%	9,85
13	62,0	32,5	0,000	0,000	62,0	32,5	0,035	0,153	0,000	1,51%	9,85
12	98,0	49,9	0,017	0,000	98,0	49,9	0,245	0,578	0,003	1,51%	9,85
11	286,5	143,6	0,146	0,001	286,0	143,5	0,340	0,420	0,010	1,48%	9,85
15	866,5	433,4	1,127	0,027	863,4	433,1	0,203	0,595	0,024	1,38%	9,86
16	62,0	32,5	0,001	0,000	62,0	32,5	0,150	0,153	0,0003	1,14%	9,89
17	944,7	467,5	5,843	0,147	928,5	465,9	0,910	0,595	0,114	1,14%	9,89
18	45,0	21,8	0,002	0,000	45,0	21,8	0,290	0,310	0,001	0,81%	9,92
19	1002	490,5	4,424	0,114	989,7	489,3	0,610	0,595	0,080	0,80%	9,92
20	1023,6	499,6	1,269	0,012	1020,0	499,3	0,410	0,240	0,020	0,20%	9,98
все- го			14,349								

По итогу расчёта видно, что отклонение напряжения на каждом участке незначительное, что объясняется незагруженностью сети.

Для осуществления расчёта эффекта от изменения номинального напряжения сети при условии, что замена проводов и кабелей не производится потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta P = \Delta P_{л(6)} - \Delta P_{л(10)};$$

$$\Delta P = 39,857 - 14,349 = 25,509 \text{ кВт.}$$

Для осуществления расчёта затрат на сокращении потерь потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$Z = \Delta P \cdot c_{\text{э}} \cdot T_{\text{п}};$$

$$Z = 25,509 \cdot 8760 \cdot 1,87 = 417864 \text{ руб,}$$

где $T_{\text{п}}$ - тариф на компенсацию потерь электроэнергии, 1,87 руб/кВтч [10];

$c_{\text{э}}$ - максимальное число часов для эффекта от снижения потерь, 8760 ч.

Величина затрат на замену трансформаторов ТП 10/0,4 кВ – 1450000 руб. Величина затрат на замену трансформаторов может быть сокращена полностью при условии возможности подключения трансформаторов 6 кВ на напряжения 10 кВ. Данный вариант возможен, если имеется техническая возможность переподключения, так как трансформаторы марки ТМ, изготавливавшиеся после 1970го года имеют два уровня номинального напряжения ВН – 6/10 кВ.

Несмотря на возможность переподключения трансформаторов, их замена необходимо по условию соблюдения надёжности электроснабжения, так как

нормативный срок эксплуатации превышен у большинства трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ.

4.2 Расчёт потерь активной мощности по фидеру при изменении номинального напряжения после замены проводов

В данном разделе проводится расчёт для наглядного определения экономического эффекта от замены проводов ВЛ на СИП-3.

По данным таблицы 6 поток мощности на головном участке при номинальном напряжении сети 6 кВ – $1060+i503.3$ кВА. Расчётный ток при этом – 113 А.

По данным таблицы 7 поток мощности на головном участке при номинальном напряжении сети 10 кВ – $1060+i503.3$ кВА. Расчётный ток при этом – 68 А.

Выбираем СИП-3 – (3х35) с допустимым током 200 А для всех участков обоих вариантов. Выбор сечения 35 мм² обусловлен необходимостью проверки по термической стойкости к токам короткого замыкания в дальнейшем. Необходимо учитывать непосредственное питание от шин Николаевской ТЭЦ распределительных сетей города, так как максимальный режим выдачи мощности предусматривает работу четырёх генераторов. В таком режиме осуществляется подпитка места короткого замыкания в сети 6-10 кВ генераторным током.

Потокораспределение по сети 6 кВ находится аналогично п 4.1.

Для осуществления аналогичных расчётов потерь активной мощности по фидеру при изменении номинального напряжения после замены проводов в линиях использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 4.3-4.4, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 4.3 – Потери в линиях при номинальном напряжении сети 6 кВ с проводом СИП-3

уча- сток	$P_{нач}$, кВт	$Q_{нач}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{кон}$, кВт	$Q_{кон}$, квар	L, км	$R_{уч}$, Ом/км	ΔU , кВ	ΔU , %	$U_{узн}$, кВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	27,0	13,1	0,017	0,002	27,0	13,1	0,7	0,986	0,004	5,63%	5,66
2	72,1	34,9	0,107	0,011	72,0	34,9	0,61	0,986	0,009	5,56%	5,67
3	99,1	48,0	0,056	0,006	99,0	47,9	0,17	0,986	0,003	5,41%	5,68

Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	108,3	52,3	0,314	0,031	108,0	52,3	0,795	0,986	0,018	5,35%	5,68
5	161,3	80,5	0,310	0,031	161,0	80,4	0,35	0,986	0,012	5,05%	5,70
6	188,1	93,5	0,116	0,012	188,0	93,5	0,096	0,986	0,004	4,85%	5,71
7	292,3	153,8	0,298	0,030	292,0	153,7	0,1	0,986	0,006	4,87%	5,71
8	482,4	247,5	1,999	0,200	480,4	247,3	0,25	0,986	0,026	4,78%	5,71
9	93,1	41,9	0,068	0,007	93,0	41,9	0,24	0,986	0,005	4,43%	5,73
10	579,9	289,8	4,432	0,443	575,5	289,4	0,39	0,986	0,048	4,35%	5,74
14	36,033	17,439	0,033	0,003	36,0	17,4	0,75	0,986	0,006	4,07%	5,76
13	62,0	32,5	0,005	0,000	62,0	32,5	0,035	0,986	0,0004	3,98%	5,76
12	98,1	49,9	0,081	0,008	98,0	49,9	0,245	0,986	0,005	3,98%	5,76
11	287,0	143,6	0,954	0,095	286,1	143,5	0,34	0,986	0,020	3,89%	5,77
15	872,2	434,0	5,223	0,522	866,9	433,4	0,203	0,986	0,037	3,56%	5,79
16	62,0	32,5	0,020	0,002	62,0	32,5	0,15	0,986	0,0017	2,97%	5,82
17	961,4	469,2	27,175	2,717	934,2	466,5	0,91	0,986	0,177	2,94%	5,82
18	45,0	21,8	0,020	0,002	45,0	21,8	0,29	0,986	0,002	2,10%	5,87
19	1027,3	493,1	20,949	2,095	1006,4	491,0	0,61	0,986	0,124	2,06%	5,88
20	1060,4	503,3	15,098	1,510	1045,3	501,8	0,41	0,986	0,075	1,25%	5,93
всего			77,276								

Таблица 4.4 – Потери в линиях при номинальном напряжении сети 10 кВ с проведением СИП-3

участок	$P_{нач}$, кВт	$Q_{нач}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{кон}$, кВт	$Q_{кон}$, квар	L, км	$R_{уч}$, Ом/км	ΔU , кВ	ΔU , %	$U_{узн}$, кВ
1	27,0	13,1	0,006	0,000	27,0	13,1	0,700	0,986	0,002	3,23%	9,68
2	72,1	34,9	0,038	0,000	72,0	34,9	0,610	0,986	0,005	3,21%	9,68
3	99,1	48,0	0,020	0,000	99,0	47,9	0,170	0,986	0,002	3,15%	9,68
4	108,3	52,3	0,113	0,000	108,0	52,3	0,795	0,986	0,011	3,13%	9,69
5	161,3	80,5	0,112	0,001	161,0	80,4	0,350	0,986	0,012	3,03%	9,70
6	188,1	93,5	0,042	0,000	188,0	93,5	0,096	0,986	0,004	2,91%	9,71
7	292,3	153,8	0,107	0,001	292,0	153,7	0,100	0,986	0,006	2,92%	9,71
8	482,4	247,5	0,720	0,016	480,4	247,3	0,250	0,986	0,026	2,87%	9,71
9	93,1	41,9	0,025	0,000	93,0	41,9	0,240	0,986	0,005	2,66%	9,73
10	579,9	289,8	1,596	0,039	575,5	289,4	0,390	0,986	0,048	2,61%	9,74
14	36,0	17,4	0,012	0,000	36,0	17,4	0,750	0,986	0,006	2,44%	9,76
13	62,0	32,5	0,002	0,000	62,0	32,5	0,035	0,986	0,000	2,39%	9,76
12	98,1	49,9	0,029	0,000	98,0	49,9	0,245	0,986	0,005	2,39%	9,76
11	287,0	143,6	0,343	0,004	286,1	143,5	0,340	0,986	0,020	2,34%	9,77
15	872,2	434,0	1,880	0,069	866,9	433,4	0,203	0,986	0,037	2,14%	9,79
16	62,0	32,5	0,007	0,000	62,0	32,5	0,150	0,986	0,0017	1,78%	9,82
17	961,4	469,2	9,783	0,379	934,2	466,5	0,910	0,986	0,177	1,77%	9,82
18	45,0	21,8	0,007	0,000	45,0	21,8	0,290	0,986	0,002	1,26%	9,87
19	1027,3	493,1	7,542	0,294	1006,4	491,0	0,610	0,986	0,124	1,24%	9,88
20	1060,4	503,3	5,435	0,186	1045,3	501,8	0,410	0,986	0,075	0,75%	9,93
все-го			27,819								

Для осуществления расчёта эффекта от изменения номинального напряжения сети при условии, что производится замена проводов и кабелей потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta P = \Delta P_{л(6)} - \Delta P_{л(10)};$$

$$\Delta P = 77,276 - 27,819 = 49,457 \text{ кВт.}$$

Для осуществления расчёта затрат на сокращении потерь потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$Z = \Delta P \cdot c_{э} \cdot T_{п};$$

$$Z = 49,457 \cdot 8760 \cdot 1,87 = 810\,157 \text{ руб.}$$

где $T_{п}$ - тариф на компенсацию потерь электроэнергии, 1,87 руб/кВтч [10];

$c_{э}$ - максимальное число часов для эффекта от снижения потерь, 8760 ч.

В результате расчётов выявлено, что потери мощности в ВЛ в процентном соотношении к отпуску в сеть составляют для сети 6 кВ с проводом СИП-3 – 7,39%, для сети 10 кВ с проводом СИП-3 – 2,66%.

Таким образом очевидна эффективность замены проводов на провод СИП-3.

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ФИДЕРА

В данном разделе рассматривается возможность сокращения количества ТП района города путём укрупнения сети 10 кВ. Укрупнение позволит более рационально загрузить трансформаторы ТП, обеспечит минимальные потери при транспорте электроэнергии конечным потребителям и сократит эксплуатационные издержки.

В ходе укрупнения сетей 0,4 кВ предполагается близкорасположенные недогруженные ТП как центры питания объединить в один. Переподключение ветхих сетей 0,4 кВ, выполненных голым проводом, предусматривает также их постепенную реконструкцию (провод СИП-2А).

Цель проведения таких работ – сокращение коммерческих потерь в сетях 0,4 кВ. Сети 0,4 кВ частного сектора (преобладающего типа потребителей города Николаевск-на-Амуре) являются очагами коммерческих потерь.

Приводится план сетей 0,4 кВ рассматриваемого фидера питания. Ввиду того, что планы сетей 0,4 кВ выполнены для каждой ТП в отдельности, представление плана сетей 0,4 кВ затруднительно. Приводятся фрагменты схем 0,4 кВ.

Совмещение нескольких ТП возможно при соблюдении условий:

1 – питаемые фидера 0,4 кВ ТП должны быть расположены в радиусе 0,5 км от обоих центров питания. В таком случае может быть обеспечена предельная потеря напряжения 10 %.

2 – фидера протяженностью более 0,5 км должны быть выполнены проводом СИП-2А сечением 120-150 мм². Применение данного провода требует дополнительных затрат на усиленную арматуру ВЛ, опор (только ж/б)

3 – наличие информации по нагрузке потребителей домов и зданий в сетях 0,4 кВ для правильной оценки загруженности сетей 0,4 кВ. (информация отсутствует)

Планы сетей 0,4 кВ приведены на рисунках 5.1-5.4.

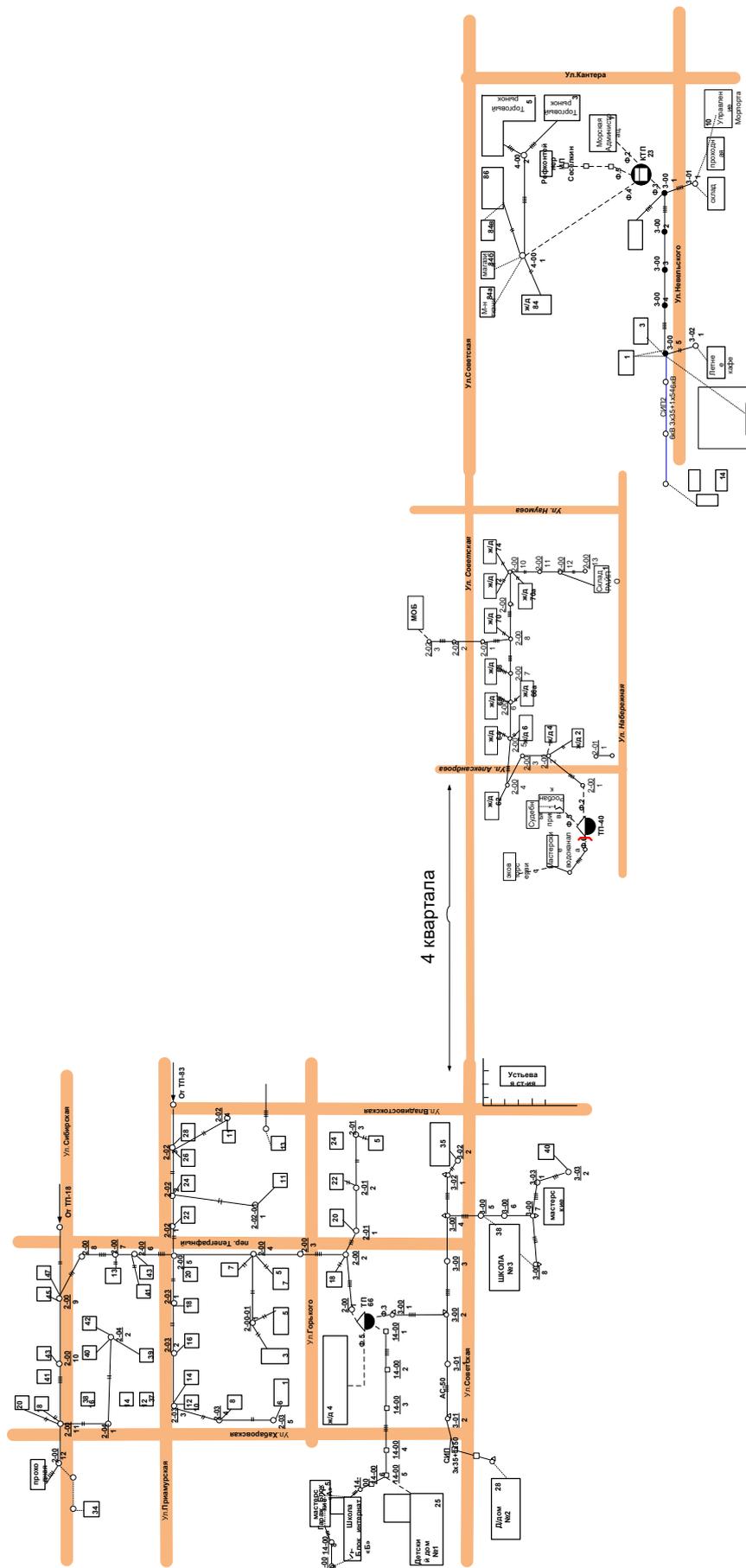


Рисунок 5.1 – План сети 0,4 кВ ТП 23-40

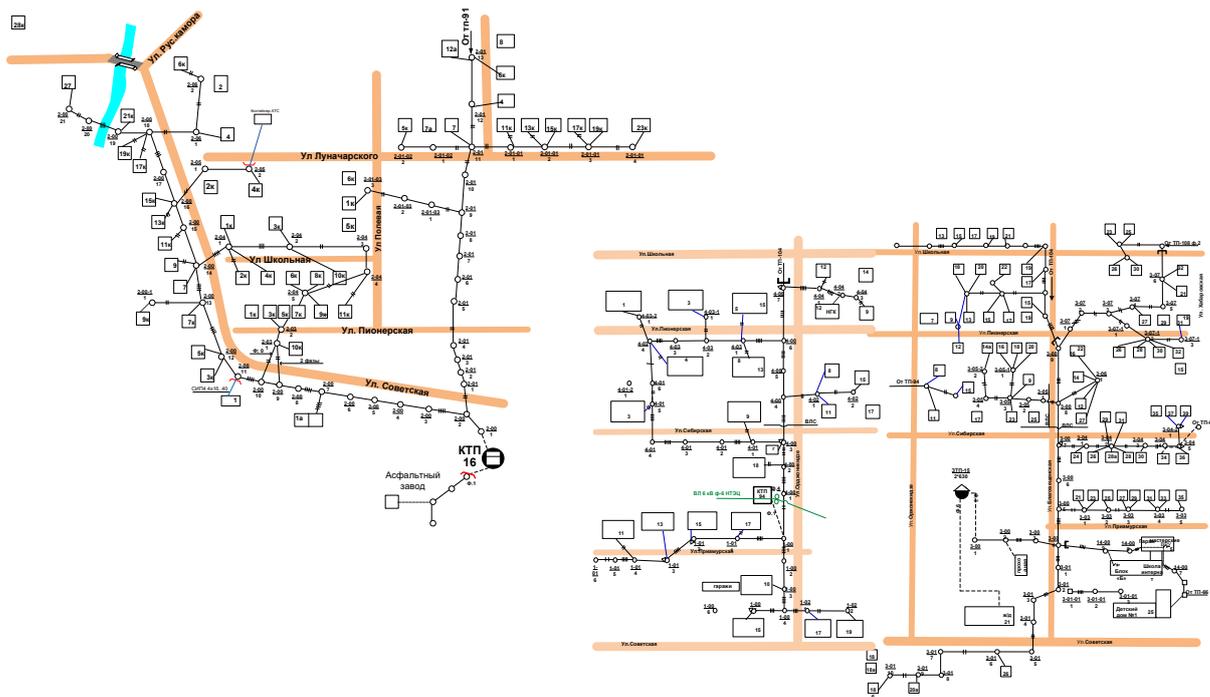


Рисунок 5.2 – План сети 0,4 кВ ТП 16

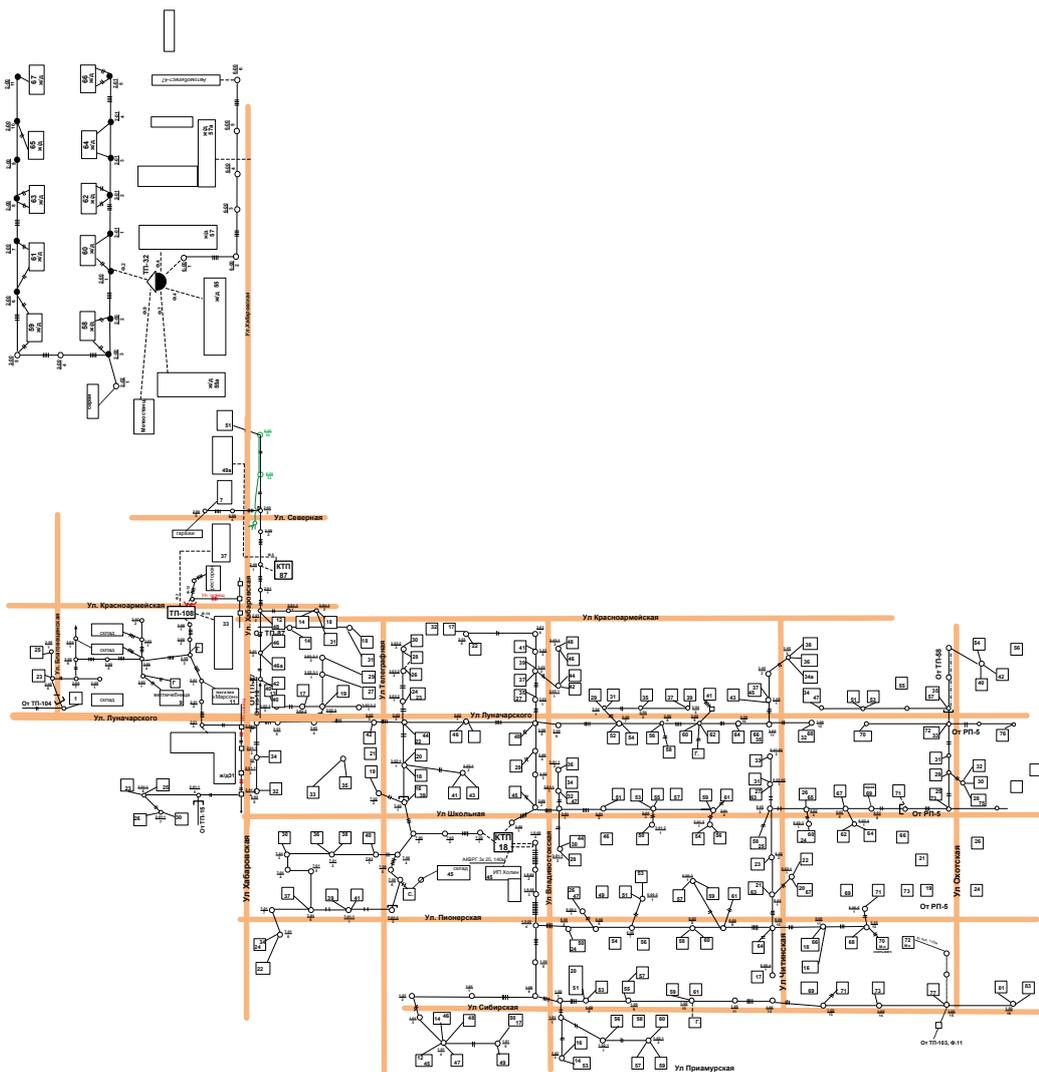


Рисунок 5.3 – План сети 0,4 кВ ТП 32

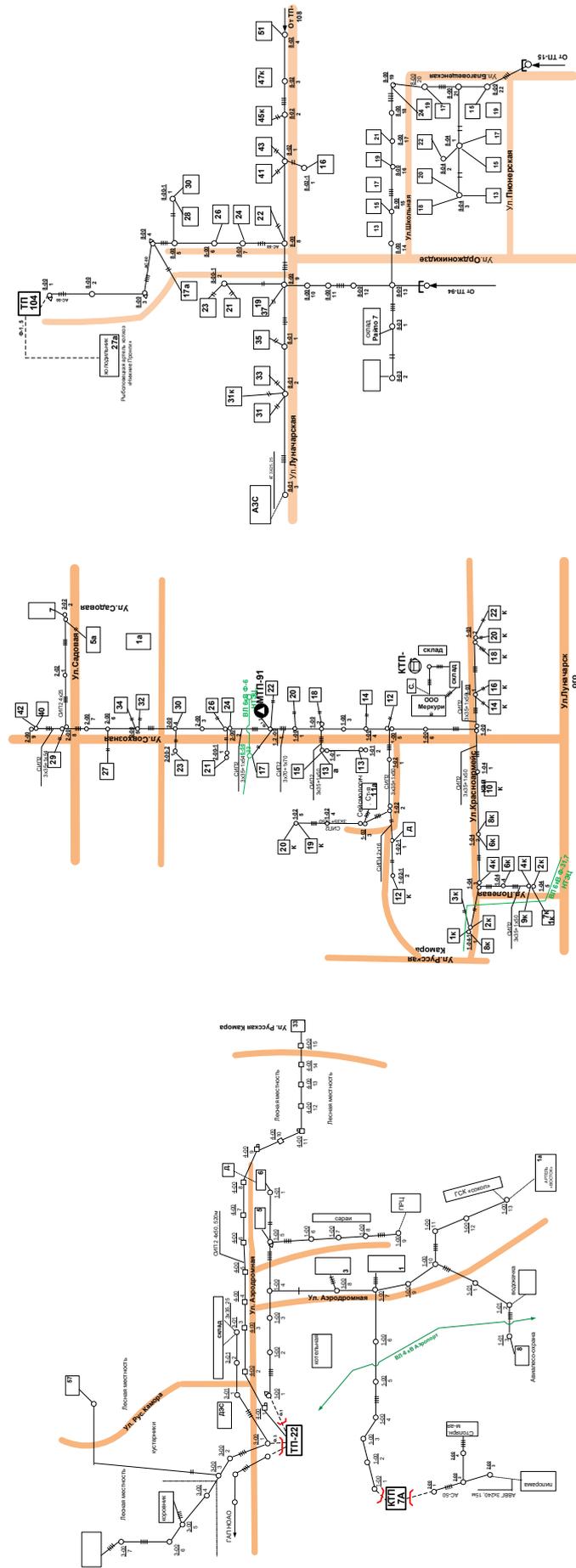


Рисунок 5.4 – План сети 0,4 кВ ТП 22

Как следует из планов сетей 0,4 кВ, укрупнение возможно провести для ТП, приведенных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Укрупняемые ТП

№ ТП	результат
23	ТП-25 совмещена с ТП-40
40	
66	ТП-15 совмещена с ТП-94 и ТП-66
15	
94	
16	без изменений
18	без изменений
108	ТП-108 совмещена с ТП-87 и ТП-32
87	
32	
21	без изменений
104	без изменений
91	без изменений
22	без изменений

После укрупнения составляется граф сети, рисунок 5.5.

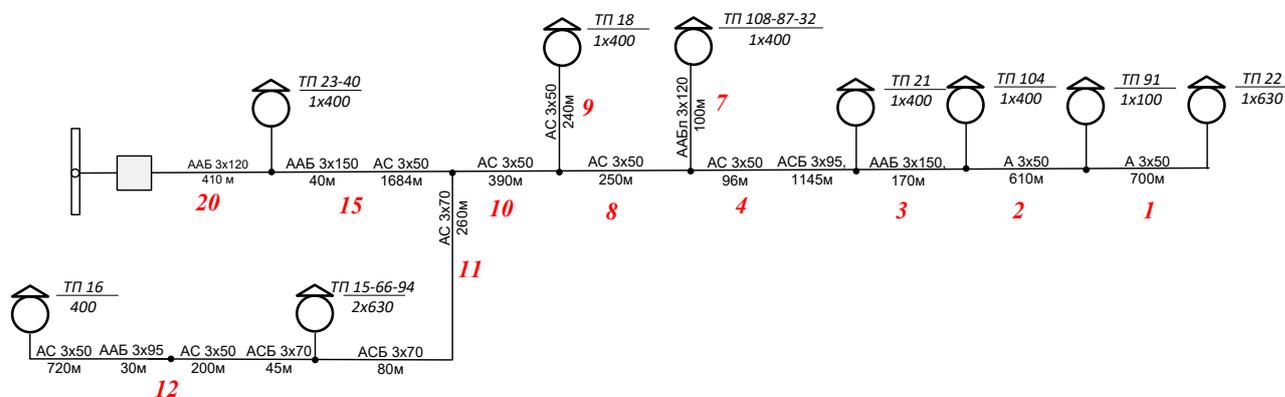


Рисунок 5.5 – Граф сети после укрупнения

Потокораспределение по сети находится по данным начала, [13]. Расчёт проводится по алгоритму показанному в разделе 4.

Для осуществления аналогичных расчётов потерь активной мощности после укрупнения использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 5.6-5.7, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 5.6 – Потери в линиях при номинальном напряжении сети 6 кВ с проводом СИП-3 после укрупнения

участок	Р _{нач} , кВт	Q _{нач} , квар	ΔР, кВт	ΔQ, квар	Р _{кон} , кВт	Q _{кон} , квар	L, км	Р _{уч} , Ом/км	ΔU, кВ	ΔU, %	U _{узел} , кВ
1	27,0	13,1	0,017	0,002	27,0	13,1	0,7	0,986	0,003	6,65%	5,60
2	72,1	34,9	0,107	0,011	72,0	34,9	0,61	0,986	0,008	6,59%	5,60
3	99,2	48,0	0,056	0,006	99,1	48,0	0,17	0,986	0,003	6,47%	5,61
4	108,7	52,4	0,490	0,049	108,2	52,3	1,24	0,986	0,023	6,42%	5,61
7	372,5	195,0	0,483	0,048	372,0	195,0	0,1	0,986	0,006	6,03%	5,64
8	483,2	247,6	2,004	0,200	481,2	247,4	0,25	0,986	0,021	5,92%	5,64
9	93,1	41,9	0,068	0,007	93,0	41,9	0,24	0,986	0,004	5,57%	5,67
10	580,7	289,9	4,442	0,444	576,2	289,5	0,39	0,986	0,039	5,51%	5,67
12	36,0	17,4	0,044	0,004	36,0	17,4	0,995	0,986	0,006	5,30%	5,68
11	349,5	176,2	1,417	0,142	348,0	176,0	0,34	0,986	0,021	5,20%	5,69
15	981,2	471,2	51,110	5,111	930,1	466,1	1,724	0,986	0,292	4,86%	5,71
20	1056,5	31,7	12,255	1,226	1044,2	30,5	0,41	0,986	0,071	1,19%	5,93
всего			72,495								

Таблица 5.7 – Потери в линиях при номинальном напряжении сети 10 кВ с проводом СИП-3 после укрупнения

участок	Р _{нач} , кВт	Q _{нач} , квар	ΔР, кВт	ΔQ, квар	Р _{кон} , кВт	Q _{кон} , квар	L, км	Р _{уч} , Ом/км	ΔU, кВ	ΔU, %	U _{узел} , кВ
1	27,0	13,1	0,006	0,000	27,0	13,1	0,700	0,986	0,002	2,39%	9,76
2	72,1	34,9	0,039	0,000	72,0	34,9	0,610	0,986	0,005	2,37%	9,76
3	99,2	48,0	0,020	0,000	99,1	48,0	0,170	0,986	0,002	2,33%	9,77
4	108,7	52,4	0,177	0,000	108,2	52,3	1,240	0,986	0,014	2,31%	9,77
7	372,5	195,0	0,174	0,001	372,0	195,0	0,100	0,986	0,004	2,17%	9,78
8	483,2	247,6	0,722	0,008	481,2	247,4	0,250	0,986	0,013	2,13%	9,79
9	93,1	41,9	0,025	0,000	93,0	41,9	0,240	0,986	0,002	2,01%	9,80
10	580,7	289,9	1,599	0,019	576,2	289,5	0,390	0,986	0,023	1,98%	9,80
12	36,0	17,4	0,016	0,000	36,0	17,4	0,995	0,986	0,004	1,91%	9,81
11	349,5	176,2	0,510	0,004	348,0	176,0	0,340	0,986	0,012	1,87%	9,81
15	981,2	471,2	18,400	0,375	930,1	466,1	1,724	0,986	0,175	1,75%	9,83
20	1056,5	31,7	4,412	0,000	1044,2	30,5	0,410	0,986	0,043	0,43%	9,96
всего			26,098								

Для осуществления расчёта эффекта от изменения номинального напряжения сети при условии, что производится замена проводов и кабелей потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$\Delta P = \Delta P_{л(6)} - \Delta P_{л(10)};$$

$$\Delta P = 72,495 - 26,098 = 46,397 \text{ кВт.}$$

Для осуществления расчёта затрат на сокращении потерь потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$Z = \Delta P \cdot c_{\text{э}} \cdot T_{\text{п}};$$

$$Z = 46,397 \cdot 8760 \cdot 1,87 = 760\,038 \text{ руб.}$$

где $T_{\text{п}}$ - тариф на компенсацию потерь электроэнергии, 1,87 руб/кВтч [10];

$c_{\text{э}}$ - максимальное число часов для эффекта от снижения потерь, 8760 ч.

В результате расчётов выявлено, что потери мощности в ВЛ в процентном соотношении к отпуску в сеть составляют для сети 6 кВ с проводом СИП-3 – 6,94%, для сети 10 кВ с проводом СИП-3 – 2,5%.

Для осуществления аналогичных расчётов потерь активной мощности после укрупнения в трансформаторах использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 5.8, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 5.8 – Потери в трансформаторах ТП 10/0,4 кВ после укрупнения

№ ТП	Стр ном, кВА	Nтр	Kз факт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	УВН ном, кВ	R т, Ом	$\Delta P_{\text{т}}$, кВт
23-40	100	1	0,70	0,365	1,97	10	1,23	0,43
15-66-94	250	2	0,70	0,82	3,7	10	0,23	1,78
16	63	1	0,63	0,265	1,28	10	0,80	0,28
18	160	1	0,64	0,565	2,65	10	1,66	0,74
108-87-32	630	1	0,67	1,56	7,6	10	4,75	9,94
21	25	1	0,40	0,13	0,6	10	0,59	0,13
104	25	2	0,60	0,13	0,6	10	0,09	0,26
91	63	1	0,79	0,265	1,28	10	12,80	0,59
22	40	1	0,75	0,365	1,97	10	0,50	0,37
всего								14,51

Из таблицы 5.8 видно, все трансформаторы загружены оптимально..

Для осуществления расчёта эффекта по отношению к напряжению ВН ТП 6 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$\Delta P = \Delta P_m(6) - \Delta P_m(10);$$

$$\Delta P = 23,74 - 14,51 = 9,23 \text{ кВт.}$$

Для осуществления расчёта затрат на сокращении потерь потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$Z = \Delta P \cdot c_{\text{э}} \cdot T_{\text{п}};$$

$$Z = 9,23 \cdot 8760 \cdot 1,87 = 151\,237 \text{ руб.}$$

где $T_{\text{п}}$ - тариф на компенсацию потерь электроэнергии, 1,87 руб/кВтч [10];

$c_{\text{э}}$ - максимальное число часов для эффекта от снижения потерь, 8760 ч.

В результате расчётов выявлено, что потери мощности в ТП в процентном соотношении к отпуску в сеть составляют для сети 6 кВ – 2,27%, для сети 10 кВ – 1,39%.

По итогу проведенных расчётов выявлено, что в условиях эксплуатации оборудования, выработавшего нормативный срок службы (трансформаторы ТП и провода ВЛ) переход от напряжения 6 кВ на напряжение 10 кВ сетей обоснован снижением потерь мощности.

Полученные в ходе различных расчётов данные по эффективности реконструкции сетей города Николаевск-на-Амуре целесообразно показать в одной таблице 5.9. Учитывая что, реконструкция рассматриваемого участка сетей го-

рода представляет собой сложную задачу, решаемую в несколько этапов, учтены некоторые частные случаи от поэтапного перевода сетей с напряжения 6 кВ на 10 кВ. Следует отметить, что поэтапный перевод сетей города на напряжение 10 кВ должен проводиться совместно с переводом источника питания Николаевская ТЭЦ на напряжение 10 кВ. Замена силового оборудования Николаевской ТЭЦ (генераторы, силовые трансформаторы 110 кВ) в данной выпускной квалификационной работе не рассматриваются.

Итоговые показатели эффективности реконструкции сети сведены в таблицу 5.9, при этом рассчитаны отдельно частные случаи эффективности.

Таблица 5.9 – Эффект от реконструкции

	ВЛ		КТП		всего	
	кВтч	руб	кВтч	руб	кВтч	руб
потери до реконструкции (сеть 6 кВ)	349147	652905*	207962	388890	557110	1041795
потери после реконструкции (сеть 10 кВ)	228618	427517**	127108	237691***	355726	665208
разница	120529	225389	80855	151198	201384	376587
Издержки амортизации (справочно для принятого варианта сети)		65000		89000		154000
Издержки эксплуатации (справочно для принятого варианта сети)		7000		77000		84000
Издержки потерь ээ (справочно для принятого варианта сети)						207000

Частные расчётные случаи:

*эффект от перевода сетей с 6 кВ на напряжение 10 кВ без замены проводов ВЛ составляет - 417863,5 руб

**эффект от перевода сетей с 6 кВ на напряжение 10 кВ и замены проводов/кабелей на провод СИП-3 (оба варианта с проводом СИП-3) составляет - 810157,0 руб

***эффект от выбора трансформаторов КТП с учётом фактической нагрузки без изменения напряжения ВН - 217670,6 руб

Затраты на реконструкцию ТП с учётом разукрупнения – 1120000 руб.

Затраты на реконструкцию ВЛ с учётом разукрупнения - 1789300 руб.

Итого затрат - 2909300 руб.

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СЕТИ 10 КВ И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО

Вариант сети 10 кВ города Николаевск-на-Амуре выбирается по приведенным затратам, [15].

Для осуществления расчёта приведенных затрат потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [15]:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (6.1)$$

где E_H - норматив дисконтирования принимается 0,1, [15];

$K_{ВЛ}$ - стоимость ВЛ, [14];

$C_0 = 1,87$ руб/кВт·ч – удельная стоимость потерь электроэнергии, [10];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$, [15];

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Потокораспределение по сети находится по данным начала, [12]. Расчёт проводится по алгоритму показанному в разделе 4.

На основании плана местности и расположения ТП на нём после разукрупнения составляем 2 варианта схемы сети 10 кВ с графами каждого варианта, рисунок 6.1-6.2.

Для осуществления аналогичных расчётов потоков активной мощности в сети 10 кВ по варианту 1 и варианту 2 использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 6.1-6.2, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 6.1 - Расчёт потоков по варианту 1

участок	$P_{нач}$, кВт	$Q_{нач}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{кон}$, кВт	$Q_{кон}$, квар	L, км	$R_{уч}$, Ом/км	ΔU , кВ	$U_{узл}$, кВ
5	45,0	21,8	0,017	0,002	45,0	21,8	0,7	0,986	0,003	9,86
4	72,1	34,9	0,101	0,010	72,0	34,9	1,6	0,986	0,012	9,86
3	108,3	52,3	0,142	0,014	108,1	52,3	1	0,986	0,011	9,88
2	424,8	211,4	4,535	0,453	420,3	210,9	2,08	0,986	0,092	9,89
1	489,0	242,0	1,198	0,120	487,8	241,9	0,41	0,986	0,021	9,98
7	27,0	13,1	0,002	0,000	27,0	13,1	0,17	0,986	0,000	9,88
8	36,0	17,4	0,013	0,001	36,0	17,4	0,8	0,986	0,003	9,88
9	408,7	212,5	0,730	0,073	408,0	212,4	0,35	0,986	0,015	9,89
10	507,7	255,0	5,928	0,593	501,7	254,4	1,9	0,986	0,100	9,90
всего			12,667							

Таблица 6.2 - Расчёт потоков по варианту 2

участок	$P_{нач}$, кВт	$Q_{нач}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{кон}$, кВт	$Q_{кон}$, квар	L, км	$R_{уч}$, Ом/км	ΔU , кВ	$U_{узл}$, кВ
7	27,0	13,1	0,006	0,001	27,0	13,1	0,7	0,986	0,002	9,84
6	72,0	34,9	0,038	0,004	72,0	34,9	0,61	0,986	0,005	9,84
5	99,1	48,0	0,020	0,002	99,0	48,0	0,17	0,986	0,002	9,85
4	108,2	52,3	0,171	0,017	108,1	52,3	1,2	0,986	0,013	9,85
3	144,5	69,8	0,253	0,025	144,2	69,8	1,0	0,986	0,015	9,86
2	461,8	228,9	5,292	0,529	456,5	228,4	2,06	0,986	0,099	9,88
1	526,2	259,6	1,385	0,139	524,8	259,4	0,41	0,986	0,022	9,98
9	372,6	195,0	0,609	0,061	372,0	195,0	0,35	0,986	0,014	9,99
10	470,7	237,4	5,113	0,511	465,6	236,9	1,90	0,986	0,093	9,89
всего			12,888							

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП и выключатели не учитываем, т.к. количество и мощность ТП и выключателей для обоих вариантов одинаковы.

Исходные данные сравнения вариантов сети 10 кВ показано в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Исходные данные сравнения вариантов сети 10 кВ

исходные данные	по варианту 1	по варианту 2
$L_{\text{пров}}$, км	9,6	10,3
$C_{\text{пров}}$, тыс. руб	1789,3	1915,8
$C_{\text{потерь ээ}}$, руб/кВтч	1,87	1,87

Расчётные данные сравнения вариантов сети 10 кВ показаны в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Расчётные данные сравнения вариантов сети 10 кВ

расчётные данные	по варианту 1	по варианту 2
$I_{\text{пров экспл}}$, тыс. руб	7	8
$I_{\text{аморт}}$, тыс. руб	89	96
$I_{\text{потерь ээ}}$, тыс. руб	207	211
Z , тыс. руб	452	473

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 1 дешевле на 21 тыс.руб. (4,4%). По минимуму потерь принят вариант №1

7 ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выбор электрических аппаратов и проводников 10 кВ по условиям электродинамической и термической стойкости и определение уставок релейной защиты и автоматики 10 кВ при модернизации системы электроснабжения города Николаевск-на-Амуре проводятся на основе результатов расчета токов КЗ [13]:

Рассчитываем параметры исходной схемы сети 10 кВ в соответствии с рисунком 7.1.

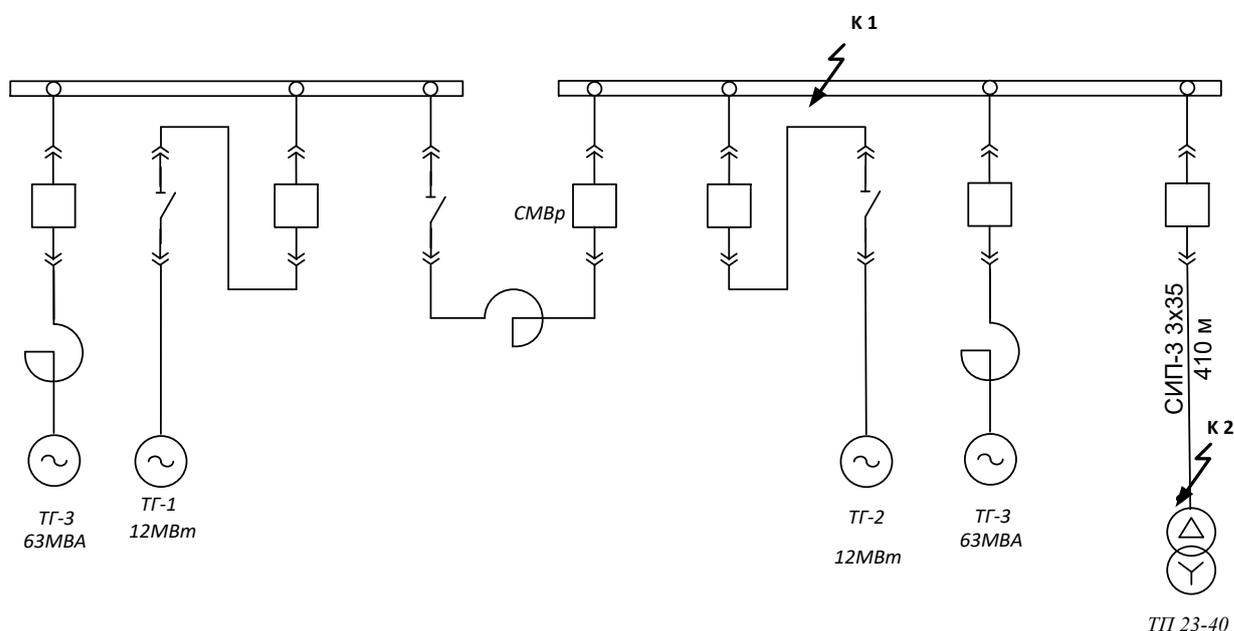


Рисунок 7.1 – Исходная схема сети 10 кВ

При расчёте в относительных единицах с учётом приближённого приведения удобно принять следующие базисные величины, [13] - $S_B = 63 \text{ MVA}$, $U_B = 10 \text{ кВ}$.

Генераторы ТГ-3 Николаевской ТЭЦ марки ТВФ-63 характеризуются следующими исходными данными - $P_{НОМГЕН1} = 63 \text{ МВт}$, $\cos \varphi_H = 0.8$, $X''_{d1} = 0.139 \text{ Ом}$, [27].

Для осуществления расчёта сопротивления генератора 63 МВт потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$X_{Г1}^* = \frac{S_B \cdot \cos \varphi_H}{P_{НОМГЕН1}} \cdot X''_{d1}, \quad (7.1)$$

$$X_{Г1}^* = \frac{63 \cdot 0.8}{63} \cdot 0.139 = 0,111 \text{ о.е.}$$

где S_B - базисная мощность.

Для осуществления расчёта ЭДС генератора 63 МВт в перевозбуждённом режиме для получения максимального тока подпитки потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$E_{Г1}^* = \sqrt{(1 + \sin \varphi_H \cdot X''_{d1})^2 + (X''_{d1} \cdot \cos \varphi_H)^2}, \quad (7.2)$$

$$E_{Г1}^* = \sqrt{(1 + 0.6 \cdot 0.139)^2 + (0.139 \cdot 0.8)^2} = 1.056 \text{ о.е.}$$

Генераторы ТГ-1,2 Николаевской ТЭЦ марки Т-2-12-2 характеризуются следующими исходными данными - $P_{НОМГЕН2} = 12$ МВт, $\cos \varphi_H = 0.8$, $X''_{d2} = 0.183$ Ом, [27].

Для осуществления расчёта сопротивления генератора 12 МВт потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$X_{Г2}^* = \frac{S_B \cdot \cos \varphi_H}{P_{НОМГЕН1}} \cdot X''_{d2}. \quad (7.3)$$

$$X_{r2}^* = \frac{63 \cdot 0.8}{12} \cdot 0.183 = 0,769 \text{ o.e.}$$

Для осуществления расчёта ЭДС генератора 12 МВт в перевозбуждённом режиме для получения максимального тока подпитки потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$E_{r2}^* = \sqrt{(1 + \sin \varphi_H \cdot X_{d2}'')^2 + (X_{d2}'' \cdot \cos \varphi_H)^2},$$

$$E_{r2}^* = \sqrt{(1 + 0.6 \cdot 0.183)^2 + (0.183 \cdot 0.8)^2} = 1.076 \text{ o.e.}$$

Для осуществления расчёта сопротивления реактора потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$X_p^* = \frac{X'_p \cdot S_B}{U_{BH}^2}; \tag{7.4}$$

$$X_p^* = \frac{0.25 \cdot 63}{10^2} = 0.158 \text{ o.e.}$$

где X'_p - данные для расчета по [27], 0,25 Ом;

U_{BH} - базисное напряжение низшей ступени, 10 кВ.

Для осуществления расчёта сопротивления воздушной линии потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$X_L^* = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \tag{7.5}$$

$$X_{л}^* = 0.1 \cdot 0.41 \cdot \frac{63}{10^2} = 0.026 \text{ о.е.},$$

где L - длина линии, км;

$X_{уд}$ - удельное сопротивление линии выполненной проводом СИП-3х35, принимается $X_{уд} = 0.1 \text{ Ом/км}$ по [27].

Рассчитываем параметры схемы замещения сети 10 кВ в соответствии с рисунком 7.2.

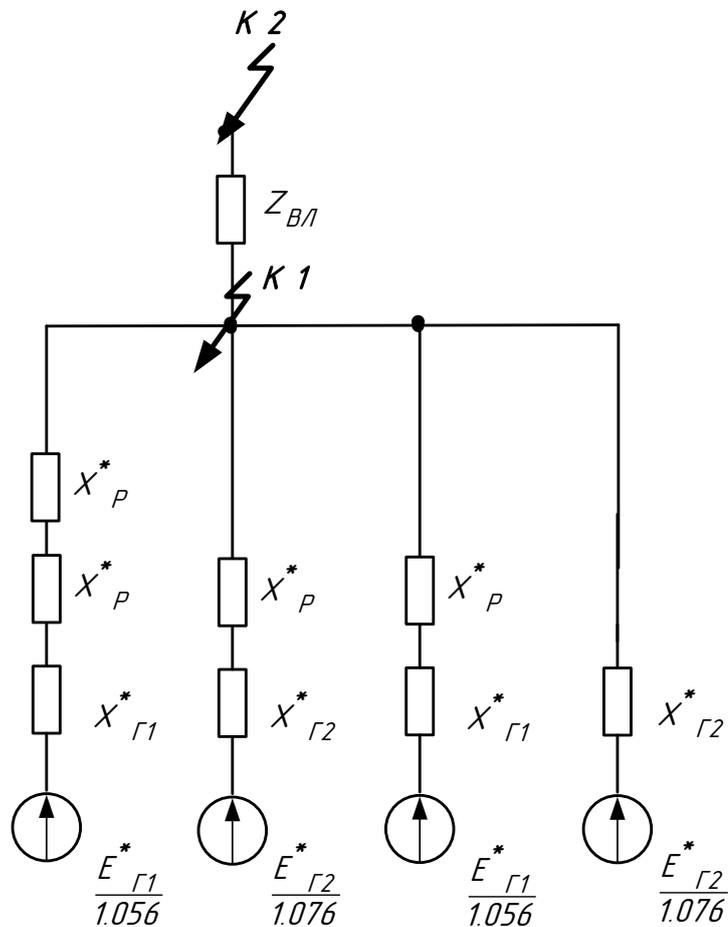


Рисунок 7.2 – Схема замещения сети 10 кВ

Для осуществления расчёта эквивалентной ЭДС по рисунку 7.2 для точки К-1 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$E_{\text{э}} = \frac{E_{\Gamma 2}^* \cdot \frac{1}{(X_{\Gamma 2}^* + X_P^*)} + E_{\Gamma 1}^* \cdot \frac{1}{(X_{\Gamma 1}^* + X_P^*)} + E_{\Gamma 2}^* \cdot \frac{1}{(X_{\Gamma 2}^*)} + E_{\Gamma 1}^* \cdot \frac{1}{(X_{\Gamma 1}^* + 2X_P^*)}}{\frac{1}{(X_{\Gamma 2}^* + X_P^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 1}^* + X_P^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 2}^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 1}^* + 2X_P^*)}}; \quad (8.6)$$

$$E_{\text{э}} = \frac{1.076 \cdot \frac{1}{(0.769 + 0.158)} + 1.056 \cdot \frac{1}{(0.111 + 0.158)} + 1.076 \cdot \frac{1}{(0.769)} + 1.056 \cdot \frac{1}{(0.111 + 2 \cdot 0.158)}}{\frac{1}{(0.769 + 0.158)} + \frac{1}{(0.111 + 0.158)} + \frac{1}{(0.769)} + \frac{1}{(0.111 + 2 \cdot 0.158)}} = 1.062 \text{ o.e.}$$

Для осуществления расчёта эквивалентного сопротивления по рисунку 7.2 для точки К-1 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$X_{\text{эК-1}} = \frac{1}{\frac{1}{(X_{\Gamma 2}^* + X_P^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 1}^* + X_P^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 2}^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 1}^* + 2X_P^*)}} + X_{\text{Л}}^*; \quad (7.7)$$

$$X_{\text{эК-1}} = \frac{1}{\frac{1}{(0.769 + 0.158)} + \frac{1}{(0.111 + 0.158)} + \frac{1}{(0.769)} + \frac{1}{(0.111 + 2 \cdot 0.158)}} = 0.118 \text{ o.e.}$$

Для осуществления расчёта эквивалентного сопротивления по рисунку 7.2 для точки К-2 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$X_{\text{эК-2}} = \frac{1}{\frac{1}{(X_{\Gamma 2}^* + X_P^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 1}^* + X_P^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 2}^*)} + \frac{1}{(X_{\Gamma 1}^* + 2X_P^*)}} + X_{\text{Л}}^*; \quad (7.8)$$

$$X_{\text{эК-2}} = \frac{1}{\frac{1}{(0.769 + 0.158)} + \frac{1}{(0.111 + 0.158)} + \frac{1}{(0.769)} + \frac{1}{(0.111 + 2 \cdot 0.158)}} + 0.026 = 0.144 \text{ o.e.}$$

Эквивалентная схема замещения сети 10 кВ формируется в соответствии с рисунком 7.3.

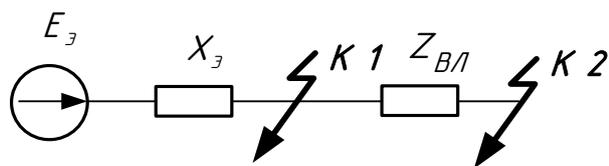


Рисунок 7.3 - Эквивалентная схема

Для осуществления расчёта базисного тока потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (7.9)$$

$$I_B = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,637 \text{ кА}.$$

Для осуществления расчёта тока трёхфазного КЗ для точки К-1 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$I_{no} = \frac{E_э}{X_{эк-1}} \cdot I_B; \quad (7.10)$$

$$I_{no} = \frac{1.062}{0.118} \cdot 3,637 = 32,622 \text{ кА}.$$

Для осуществления расчёта тока трёхфазного КЗ для точки К-2 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$I_{no} = \frac{E_{\mathcal{E}}}{X_{\mathcal{E}k-2}} \cdot I_B; \quad (7.11)$$

$$I_{no} = \frac{1.062}{0.144} \cdot 3,637 = 26,8 \text{ кА}.$$

Суммарное активное сопротивление до точки КЗ находится из соотношения активного к реактивному сопротивлению для каждого элемента схемы замещения кроме ВЛ, для ВЛ $R_{уд} = 0.986 \text{ Ом/км}$ по [27].

Для осуществления расчёта активных сопротивлений элементов схемы замещения потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующие формулы с учётом единиц измерения, [13]:

$$R_{r1}^* = \frac{X_{r1}^*}{100}, \quad (7.12)$$

$$R_{r1}^* = \frac{0.111}{100} = 0,001 \text{ о.е.},$$

$$R_{r2}^* = \frac{0.769}{100} = 0,00769 \text{ о.е.},$$

$$R_p^* = \frac{X_p^*}{50}. \quad (7.13)$$

$$R_p^* = \frac{0.158}{50} = 0.00315 \text{ о.е.}$$

По формуле (7.7) определяется для точки К-1:

$$R_{\mathcal{E}} = 0.002.$$

По формуле (7.7) определяется для точки К-2:

$$R_{\Sigma} = 0,256.$$

Для осуществления расчёта коэффициента затухания апериодической составляющей тока трёхфазного КЗ для точек К-1 и К-2 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$K_{y\partial} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{R_{\Sigma}} X_{\Sigma}}; \quad (7.14)$$

$$K_{y\partial \kappa-1} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{0,002} \cdot 0,118} = 1,959;$$

$$K_{y\partial \kappa-2} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3}{0,256} \cdot 0,144} = 1,03.$$

Для осуществления расчёта ударного тока трёхфазного КЗ для точек К-1 и К-2 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no}; \quad (7.15)$$

$$i_{y\partial \kappa-1} = 1,959 \cdot \sqrt{2} \cdot 32,622 = 90,374 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial \kappa-2} = 1,03 \cdot \sqrt{2} \cdot 26,8 = 38,8 \text{ кА}.$$

Для осуществления расчёта тока двухфазного КЗ для точки К-2 (ТП 23-40) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$I_{\text{ноТП}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ноТП}}^{(3)} ; \quad (7.16)$$

$$I_{\text{ноТП}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 26,8 = 23,3 \text{ кА} .$$

Расчёт ведётся по алгоритму (7.1) – (7.16) в программе MS EXCEL-2007 версия 14.

Для осуществления аналогичных расчётов точек КЗ на шинах ТП использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 7.1, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 7.1 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

ТП	Лл 6кВ, км	Rsумм 6 кВ	Xсумм 6 кВ	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{по}}^{(2)}$, кА	$K_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}}$, кА
23-40	0,41	0,255	0,026	26,8	23,3	1,03	38,8
15-66-94	2,47	1,790	0,300	12,892	11,22	1,02	18,6
16	3,47	2,411	0,363	10,652	9,27	1,02	15,4
22	5,07	3,405	0,463	8,335	7,25	1,02	12,0
91	5,77	3,840	0,508	7,611	6,62	1,02	11,0
18	1,90	1,436	0,264	14,647	12,74	1,02	21,1
108-87-32	2,25	1,654	0,286	13,517	11,76	1,02	19,5
21	3,05	2,151	0,336	11,490	10,00	1,02	16,6
104	3,22	2,256	0,347	11,136	9,69	1,02	16,1

8 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ К ТОКАМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для осуществления расчёта термически стойкого к токам КЗ сечения линии 10 кВ до ТП-23 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, мм², [13]:

$$F_T = \frac{\sqrt{B_{KP} \cdot 1000}}{C}, \quad (8.1)$$

$$F_T = \frac{\sqrt{1083 \cdot 1000}}{95} = 11,$$

где B_{KP} - расчётное значение теплового импульса, кА²·с;

C - температурный коэффициент, принимается 95, [13].

Для осуществления расчёта теплового импульса линии 10 кВ до ТП-23 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$B_{KP} = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}); \quad (8.2)$$

$$B_{KP} = 26,8^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 1083 \text{ кА}^2\text{с};$$

где I_{no} - ток трёхфазного КЗ на шинах ТП-23, кА;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя 10 кВ, 0,01 с;

$t_{сел}$ - ступень селективности на стороне 10 кВ, принимается 1,5 с.

Для осуществления проверки выбранного ранее провода СИП-3 (3х35) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [13]:

$$F_T \leq F_{\text{факт}}; \quad (8.3)$$

$$11 \text{ мм}^2 \leq 35 \text{ мм}^2.$$

Так как рассматриваемый фидер 10 кВ №6 от Николаевской ТЭЦ выполнен проводом СИП-3 (3x35) на всём протяжении, то результат проверки участка фидера 10 кВ с наибольшим тепловым импульсом позволяет сделать вывод о достаточной термической стойкости провода СИП-3 (3x35).

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 кВ

9.1 Разработка однолинейной схемы 10 кВ

Однолинейная схема 10 кВ проектируемой сети представлена на листе графической части №2. По конфигурации схема является петлевой, нормально режим работы такой сети разомкнутый, разрыв осуществляется по ТП-91.

9.2 Выбор и проверка оборудования 10 кВ НТЭЦ

9.2.1 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ЦП принимаем линейные вакуумные выключатели типа ВВ/Тел-10–20-40/630 УХЛ2.

Для осуществления выбора выключателей 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП-23-40) по напряжению установки потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (9.1)$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Для осуществления расчёта расчётного тока выключателей 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$I_{р \text{ ТП}23-40} = \frac{S_{р \text{ ТП}23-40}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (9.2)$$

$$I_{р \text{ ТП}23-40} = \frac{1100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 64 \text{ А}.$$

Выбор оборудования КРУ 10 кВ в дальнейшем будет производиться по данной величине расчётного тока.

Для осуществления выбора выключателей 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП-23-40) по длительному току потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad (9.3)$$

$$64 \text{ A} \leq 630 \text{ A}.$$

Для осуществления выбора выключателей 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП-23-40) по отключающей способности потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}}; \quad (9.4)$$

$$32,6 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Для осуществления проверки выключателей 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП-23-40) по термической стойкости потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$B_{\text{кр}} = I_{\text{нок-1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}); \quad (9.5)$$

$$B_{\text{кр}} = 32,622^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 1607 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}}; \quad (9.6)$$

$$B_{\text{кном}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \leq B_{\text{кном}}; \quad (9.7)$$

$$1607 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, 0.01с;

$t_{сел}$ - ступень селективности, 1,5 с.

Для осуществления проверки выключателей 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП-23-40) по отключению апериодической составляющей тока КЗ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном откл}, \quad (9.8)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА},$$

$$i_{а.р} \leq i_{а.ном}; \quad (9.9)$$

$$17,6 \text{ кА} \leq 22,56 \text{ кА};$$

где β_n – величина относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, 40 %;

$I_{ном откл}$ – номинальный ток отключения.

Для осуществления проверки выключателей 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП-23-40) по динамической стойкости потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$i_{уд} \leq i_{скв}; \quad (9.10)$$

$$90,4 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}.$$

Для осуществления проверки выключателей 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП-23-40) по отключению полного тока КЗ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ноК-1}}^{(3)} + i_{\text{атК-1}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right); \quad (9.11)$$

$$\sqrt{2} \cdot 32,622 + 32,622 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$63,6 \text{ кА} \leq 79 \text{ кА}.$$

Для осуществления аналогичных расчётов по кольцевому фидеру №31 использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 9.1, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.1 –Выбор и проверка линейных выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Фидер 10 кВ №6		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМВЛ-1}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{скв}} = 100 \text{ кА}$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 22,56 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmaxВЛ-1}} = 64 \text{ А}$ $I_{\text{пт}} = 32,6 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 32,6 \text{ кА}$ $i_{\text{yd}} = 90,4 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 1607 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 17,6 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yd}}$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
Фидер 10 кВ №31		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМВЛ-1}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{скв}} = 100 \text{ кА}$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 22,56 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmaxВЛ-1}} = 64 \text{ А}$ $I_{\text{пт}} = 32,6 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 32,6 \text{ кА}$ $i_{\text{yd}} = 90,4 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 1607 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 17,6 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yd}}$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$

В процессе выбора и проверки выключателей 10 кВ соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

9.2.2 Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Применяем трансформаторы тока ТОЛ-10-1, встраиваемые в КРУ.

Для осуществления выбора трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) по напряжению установки потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Для осуществления выбора трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) по длительному току потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$64 \text{ А} \leq 100 \text{ А}.$$

Для осуществления требуемых расчётов по вторичной нагрузке трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) использованы источники технической литературы, на основе которых составляется таблица 9.2, отражающая все результаты расчётов.

Предусмотрена установка счётчиков электроэнергии СОЭБ-2ПДР (РиМ) для возможности создания АИИС КУЭ.

Таблица 9.2 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	ЩА-335		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СОЭБ-2ПДР	0.3		0.3
Ватметр	ВТ-335	0.5		0.5
Варметр	ВА-335	0.5		0.5
Итого		1.3	0.5	1.3

Для осуществления расчёта номинального сопротивления вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (9.12)$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом},$$

где S_{2H} – номинальная мощность вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40), 12.5 ВА.

Для осуществления расчёта сопротивления приборов вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (9.13)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.3}{5^2} = 0.052 \text{ Ом}.$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, 5 А.

Для осуществления расчёта сопротивления проводов вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (9.14)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0.0283 \cdot 10}{4} = 0.07 \text{ Ом},$$

где ρ - удельное сопротивление проводов с жилами из алюминия АКРВГ, 0,0283;

l - протяженность коммутационных проводов АКРВГ, 10 м;

q - сечение коммутационных проводов АКРВГ, 4 мм².

Для осуществления расчёта сопротивления вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}, \quad (9.15)$$

$$r_2 = 0.1 + 0.07 + 0.052 = 0.222 \text{ Ом}.$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов коммутационных проводов, 0.1 Ом.

Для осуществления проверки по нагрузке вторичной обмотки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (9.16)$$

$$0,222 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Для осуществления проверки обмотки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) по термической стойкости потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$B_{KP} = I_{ноК-1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}) ;$$

$$B_{KP} = 32,622^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 1607 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ;$$

$$B_{к ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \leq B_{Кном} ;$$

$$1607 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с};$$

Для осуществления проверки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) по динамической стойкости потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$i_{уд} \leq i_{скв} ;$$

$$90,4 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}.$$

Для осуществления аналогичных расчётов по кольцевому фидеру №31 использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 9.3, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.3 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия
Фидер 10 кВ №6		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 64 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 1607 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$	$I_{УД} = 90,4 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
	0,5	Класс точности
Фидер 10 кВ №31		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 64 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\max}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 1607 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$	$I_{УД} = 90,4 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$
	0,5	Класс точности

В процессе выбора и проверки трансформаторов тока 10 кВ соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

9.2.3 Выбор КРУ

Выбирается КРУ серии К-104 со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Тел-10, [16].

Для осуществления выбора КРУ серии К-104 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) по напряжению установки потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 12,5 \text{ кВ}.$$

Для осуществления выбора КРУ серии К-104 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) по длительному току потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$I_{\max} \leq I_{ном};$$

$$64 \text{ A} \leq 1600 \text{ A}.$$

Для осуществления проверки КРУ серии К-104 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) по термической стойкости потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$B_{KP} = I_{ноК-1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел});$$

$$B_{KP} = 32,622^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 1607 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм};$$

$$B_{Кном} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \leq B_{Кном};$$

$$1607 \text{ кА}^2\text{с} \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для осуществления проверки КРУ серии К-104 10 кВ для ВЛ-1 (питание ТП- 23-40) по динамической стойкости потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$i_{уд} \leq i_{СКВ};$$

$$90,4 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}.$$

Для осуществления аналогичных расчётов по кольцевому фидеру №31 использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 9.4, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.4 –Выбор и проверка КРУ серии К-104 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Фидер 10 кВ №6		
$U_{ном} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-1} = 1600 \text{ А}$ $i_{скв} = 100 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-1} = 64 \text{ А}$ $i_{уд} = 90,4 \text{ кА}$ $В_{к.} = 1607 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq В_{к.}$
Фидер 10 кВ №31		
$U_{ном} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-1} = 1600 \text{ А}$ $i_{скв} = 100 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-1} = 64 \text{ А}$ $i_{уд} = 90,4 \text{ кА}$ $В_{к.} = 1607 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq В_{к.}$

В процессе выбора и проверки КРУ К-104 10 кВ соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

9.2.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

Применяем трансформаторы тока напряжения НАМИ-10, встраиваемые в КРУ.

Для осуществления требуемых расчётов по вторичной нагрузке трансформаторов напряжения использованы источники технической литературы, на основе которых составляется таблица 9.5, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Марка	$P_{ном}$,ВА	$N_{кат}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$P_{втор ТН}$, Вт	$Q_{втор ТН}$, ВА
Вольтметр	ЩВ-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	ЭТ-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	СОЭБ-2ПДР	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик РЭ	СОЭБ-2ПДР	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	24	46

Для осуществления расчёта сопротивления вторичной обмотки трансформаторов напряжения 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{P_{\text{втор ТН}}^2 + Q_{\text{втор ТН}}^2}, \quad (9.17)$$

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 \text{ ВА}.$$

Для осуществления проверки по нагрузке вторичной обмотки трансформаторов напряжения 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$S_{\text{втор ТН}} \leq S_{\text{ном втор}}, \quad (9.18)$$

$$52 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА},$$

где $S_{\text{ном втор}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки, ВА;

$S_{\text{втор ТН}}$ - нагрузка подключенная ко вторичной обмотке, ВА.

После расчётов составляется таблица 9.6, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.6 – Выбор и проварка трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 52 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 75 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

В процессе выбора и проверки трансформатора напряжения 10 кВ соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

9.2.5 Выбор и проверка предохранителей трансформатора напряжения

Применяем предохранители 10 кВ ПКТ101-10-6-20У1, встраиваемые в КРУ.

Для осуществления выбора предохранителей 10 кВ по напряжению установки потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

Для осуществления расчёта расчётного тока предохранителей 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$I_{TH \text{ макс}} = \frac{S_{TH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{TH \text{ макс}} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,3 \text{ А}.$$

Для осуществления выбора предохранителей 10 кВ по длительному току потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$I_{TH \text{ макс}} \leq I_{ном \text{ вст}};$$

$$4,3 \text{ А} \leq 6 \text{ А}.$$

Для осуществления выбора предохранителей 10 кВ по отключающей способности потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$I_{по} \leq I_{откл \text{ ном}};$$

$$32,6 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

После расчётов составляется таблица 9.7, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.7 – Выбор предохранителей ТН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 6 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 4,3 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 32,6 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

В процессе выбора и проверки предохранителей трансформатора напряжения 10 кВ соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

9.2.6 Выбор и проверка изоляторов

Применяем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1, встраиваемые в КРУ.

Для осуществления расчёта расчётной нагрузки на головку изолятора 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (9.19)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{90400^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 1590 \text{ Н},$$

где a - ширина полосы шины, для выбранного КРУ 0,8 м;

l - расстояние между осями опорных изоляторов, 0,9 м.

Для осуществления расчёта допустимой нагрузки на головку изолятора потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}}, \quad (9.20)$$

$$F_{\text{дон}} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н},$$

где $F_{разр}$ - разрушающее усилие, для выбранного изолятора 3000 Н.

Для осуществления выбора опорных изоляторов 10 кВ по механической прочности потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$F_{доп} \geq F_{расч}, \quad (9.21)$$

$$1800 \text{ Н} \geq 1590 \text{ Н},$$

После расчётов составляется таблица 9.8, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.8 – Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$F_{расч} = 1590 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

В процессе выбора и проверки опорных изоляторов 10 кВ соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

9.2.7 Выбор и проверка токоведущих частей КРУ

Применяем однополюсные алюминиевые шины АДО прямоугольного сечения $60 \times 10 \text{ мм}^2$, расположение шин показано на рисунке 9.1.

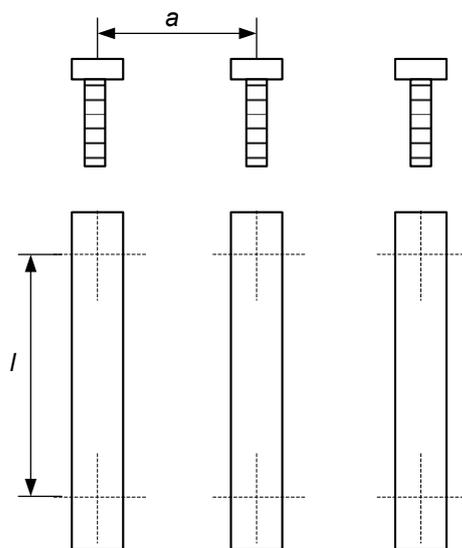


Рисунок 9.1 - Расположение шин

Для осуществления выбора жестких шин 10 кВ по длительному току потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}; \quad (9.22)$$

$$64 \text{ A} \leq 1025 \text{ A}.$$

Для осуществления расчёта минимального сечения по условию термической стойкости жестких шин 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (9.23)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{1607 \cdot 10^6}}{91} = 440 \text{ мм}^2.$$

Для осуществления проверки жестких шин 10 кВ по термической стойкости потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$q \geq q_{\min}, \quad (9.24)$$

$$600 \text{ мм}^2 \geq 440 \text{ мм}^2.$$

Для осуществления проверки жестких шин 10 кВ по частоте собственных колебаний потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (9.25)$$

$$l \leq 1,2 \text{ м},$$

$$0,9 \text{ м} \leq 1,2 \text{ м},$$

где l - расстояние между осями опорных изоляторов, 0,9 м;

J - момент инерции шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, мм².

Для осуществления расчёта момента инерции и сопротивления жестких шин 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (9.26)$$

$$J = \frac{0,8 \cdot 6^3}{12} = 14,4 \text{ см}^4;$$

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}; \quad (9.27)$$

$$W = \frac{0,8^2 \cdot 6}{6} = 0,64 \text{ см}^3;$$

Для осуществления расчёта механического напряжения жестких шин 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (9.28)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{38800^2 \cdot 0.9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 73 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины, см³,

a - расстояние между фазами, для выбранной КРУ равно 0,45 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Для осуществления проверки жестких шин 10 кВ по механической прочности потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}, \quad (9.29)$$

$$73 < 75 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{доп} \leq 0.7 \sigma_{разр}, \quad (9.30)$$

$$73 \leq 0.7 \cdot 130 = 91.$$

После расчётов составляется таблица 9.9, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.9 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 64 \text{ А}$ $\sigma_{расч} = 73 \text{ МПа}$ $q_{\min} = 440 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 600 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{расч}$ $q \geq q_{\min}$

В процессе выбора и проверки жёстких шин 10 кВ соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

9.2.8 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Принимается ОПН – РВ/TEL У1.

Для осуществления расчёта энергоемкости ОПН 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [18]:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (9.31)$$

$$\mathcal{E} = \frac{43 - 12,6}{250} \cdot 12,6 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 4,9 \text{ кДж},$$

где U - величина перенапряжения от пятидесятипроцентного напряжения, 43 кВ [18];

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, принимается 12,6 кВ;

z - волновое сопротивление провода, принимается 250 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

T - время распространения волны, 7,94 мкс:

Для осуществления расчёта удельной энергоемкости ОПН 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{вст\ ОПН}}, \quad (9.32)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{4,9}{10} = 0,49.$$

После расчётов составляется таблица 9.10, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.10 – Выбор ограничителей перенапряжения 10 кВ

Характеристика	Формула	Расчёт	Вывод
Напряжение установки	$U_{уст} \geq U_{ном}$	$10 \geq 10$	проходит
класс энергоемкости	1,2,3,4,5	$0,5 \leq 0,5$	Проходит по 1 классу энергоемкости

ОПН проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоемкости до 1,1 кДж/кВ

9.3 Выбор и проверка оборудования 10 кВ ТП филера №6

9.3.1 Выбор и проверка предохранителей 10 кВ ТП

Выбирается предохранители ПК4-80-10-10УЗ, [16].

Для осуществления выбора предохранителей ТП 10 кВ по расчётному току для ТП-23-40 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{тр\ ном} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (9.33)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{100 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8 \text{ А},$$

$$I_{РАСЧ} \leq I_{вст}, \quad (9.34)$$

$$8 \text{ А} \leq 10 \text{ А},$$

где $S_{тр\ ном}$ - ранее выбранная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение ВН, 10 кВ.

Для осуществления аналогичных расчётов по предохранителям ТП использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 9.11, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.11 – Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	S _{тр ном} , кВА	I _{расч} , А	I _{номПР} , А	I _{вст} , А	Тип предохранителя
23-40	100	8	80	10	ПК4– 10У3
15-66-94	250	20	80	32	ПК4– 10У3
16	63	5	80	10	ПК4– 10У3
18	160	13	80	16	ПК4– 10У3
108-87-32	630	51	80	80	ПК4– 10У3
21	25	2	80	6	ПК4– 10У3
104	25	2	80	6	ПК4– 10У3
91	63	5	80	6	ПК4– 10У3
22	40	3	80	6	ПК4– 10У3

В процессе выбора и проверки предохранителей 10 кВ ТП соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

9.3.2 Выбор и проверка выключателей нагрузки 10 кВ ТП

Применяются выключатели нагрузки ВМП-16, привод типа ПРА-17.

Для осуществления проверки выключателей нагрузки ТП 10 кВ по термической стойкости для ТП-23-40 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$B_{к\ расч} = I_{ПО}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + \Delta t),$$

$$B_{к\ расч} = 26,8^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 1086 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к\ ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{к\ ном} = 20^2 \cdot 4 = 1600,$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя 0,01с;

Δt - ступень селективности, 0,5 с.

Для осуществления проверки выключателей нагрузки ТП 10 кВ по электродинамической стойкости для ТП-23-40 потребуются необходимые расчёт-

ные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [8]:

$$I_{уд} \leq I_{дин} ,$$

$$38,8 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Для осуществления аналогичных расчётов по выключателям нагрузки ТП использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 9.12, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 9.12 –Выключатели нагрузки

№ ТП	$I_{РАСЧ}$, А	I_H , А	$B_{к расч}$, кА ² с	$B_{к ном}$, кА ² с	$I_{уд}$,кА	$I_{дин}$,кА
15-66-94	20	400	334,1	1600	18,6	40
16	5	400	284,8	1600	15,4	40
22	3	400	209,1	1600	12,0	40
91	5	400	203,3	1600	11,0	40
18	13	400	431,2	1600	21,1	40
108-87-32	51	400	458,6	1600	19,5	40
21	2	400	397,4	1600	16,6	40
104	2	400	435,2	1600	16,1	40
23-40	8	400	1084,5	1600	38,8	40

В процессе выбора и проверки выключателей нагрузки 10 кВ ТП соблюдены все необходимые условия для заранее принятого типа оборудования.

10 ЕМКОСТНОЙ ТОК ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Для осуществления оценки величины ёмкостного тока сети 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [7]:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{110}; \quad (10.1)$$

$$I_c = \frac{10 \cdot 9}{110} = 1,1 \text{ А.}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

$L_{ВЛ}$ – суммарная длина воздушных линий, км.

При допустимой величине для сетей 10 кВ равной 20 А полученная расчётная величина 1,1 А является нецелесообразной для компенсации.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Применяются микропроцессорные блоки защит отечественной разработки Сириус-Л

11.1 Токовая отсечка

Для осуществления расчёта первичного тока срабатывания токовой отсечки линии 10 кВ, питающей ТП 23-40 - ТП 91, потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (11.1)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 26,8 = 29,5 \text{ кА},$$

где k_n – коэффициент надёжности, 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах ТП 23-40.

Для осуществления проверки чувствительности токовой отсечки линии 10 кВ, питающей ТП 23-40 - ТП 91, потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (11.2)$$

$$K_{ч} = \frac{12,4}{29,5} = 0,4 \leq 2,$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах ТП 91.

Из-за низкой чувствительности принимается выдержка времени ТО:

$$t_{с.з.} \approx 0,5 \text{ с}.$$

Для осуществления расчёта вторичного тока срабатывания токовой отсечки линии 10 кВ, питающей ТП 23-40 - ТП 91, потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$I_{c.p.} = k_{CX} \frac{I_{c.з.}}{n_T}, \quad (11.3)$$

$$I_{c.p.} = 1 \cdot \frac{29480}{5} = 1474 \text{ A}.$$

где n_T - коэффициент трансформации трансформатора тока линии 10 кВ, питающей ТП 23-40 - ТП 91, $100/20=5$.

Для осуществления аналогичных расчётов токовой отсечки по линиям 10 кВ, питающих другие ТП использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 11.1, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 11.1 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)по}$, кА	$I_{(2)по}$, кА	$I_{вл}$, А	$I_{н\text{ ТТ}}$, А	Токовая отсечка			
					$I_{c.з.}$, кА	n_T	$I_{c.p.}$, А	$K_{ч}$ (больше 2)
ТП 23-40 - ТП 91	26,80	6,62	64	100	29,48	20	1474,0	0,20
ТП 18 - ТП 104	14,65	9,69	64	100	16,11	20	805,6	0,60

11.2 Максимальная токовая защита линий

Для осуществления расчёта первичного тока срабатывания максимальной токовой защиты линии 10 кВ, питающей ТП 23-40 - ТП 91, потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$I_{c.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{c.з.} / k_{в} \quad (11.4)$$

$$I_{c.з.} = 0,2 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,232 \text{ кА}.$$

где k_H – коэффициент надежности, 1,1;

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, 1;

$k_в$ – коэффициент возврата, $k_в = 0,95$;

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, 200 А.

Для осуществления расчёта тока срабатывания реле максимальной токовой защиты линии 10 кВ, питающей ТП 23-40 - ТП 91, потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot k_{сх} / n_T, \quad (11.5)$$

$$I_{с.р.} = 232 \cdot 1 / (100/5) = 11,6.$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, 1;

Для осуществления расчёта чувствительности максимальной токовой защиты линии 10 кВ, питающей ТП 23-40 - ТП 91, потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$K_{ч} = \frac{I_{ПО макс}^{(2)}}{I_{ср МТЗ} \cdot K_T}, \quad (11.6)$$

$$K_{ч} = \frac{12740}{232 \cdot 25} = 2,2.$$

где K_T – коэффициент трансформации ТП со стороны НН к ВН, $10/0,4=25$.

Для осуществления расчёта времени срабатывания максимальной токовой защиты линии 10 кВ, питающей ТП 23-40 - ТП 91, потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t ,$$

$$t_{c.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525$$

где Δt - ступень селективности, 0,5 с.

Для осуществления аналогичных расчётов максимальной токовой защиты по линиям 10 кВ, питающих другие ТП использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 11.2, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 11.2 – Расчёт МТЗ

Линия	I _{(3)по} , кА	I _{(2)по} , кА	I _{вл} , А	I _{н ТТ} , А	МТЗ		
					I _{с.з.} кА	I _{с.р.} А	K _ч (больше 1,5)
ТП 23-40 - ТП 91	26,80	6,62	64	100	0,232	11,58	2,2
ТП 18 - ТП 104	14,65	9,69	64	100	0,232	11,58	4,0

11.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для осуществления расчёта тока замыкания на землю линии ТП 23-40 - ТП 91 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$I_{повр.л} = \frac{U_H \cdot L_{ВЛ}}{110}; \quad (11.7)$$

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 5,8}{110} = 0,53 \text{ А.}$$

Для осуществления расчёта тока замыкания на землю через трансформатор тока нулевой последовательности линии ТП 23-40 - ТП 91 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (11.8)$$

$$I_{ТНП.повр.л} = 1,1 - 0,53 = 0,58,$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, 1,1 А;

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии ТП 23-40 - ТП 91.

Для осуществления расчёта тока срабатывания защиты от замыкания на землю линии ТП 23-40 - ТП 91 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} \quad (11.9)$$

$$I_{с.з.} = 0,58 / 1,5 = 0,4,$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток замыкания на землю линии ТП 23-40 - ТП 91, А;

$k_{ч}$ - коэффициент чувствительности, 1,5.

Для осуществления аналогичных расчётов защиты от замыкания на землю по линиям 10 кВ, питающих другие ТП использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 11.3, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 11.3 – Расчёт ЗНЗ

Линия	ЗНЗ		
	$I_{повр.л}$, А	$I_{ТНП.повр.л}$, А	$I_{с.з.}$, А
ПС-ТП8-ТП3-ТП1	0,53	0,58	0,4
ПС-ТП9-ТП4-ТП7-ТП2	0,29	0,58	0,4

11.4 Устройства автоматического включения резерва

Для осуществления расчёта напряжения срабатывания АВР 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (11.10)$$

$$U_{c.з} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Для осуществления расчёта времени срабатывания АВР 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [21]:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.МТЗ} + \Delta t, \tag{11.11}$$

$$t_{c.з.} = 0,525 + 0,1 = 0,625,$$

где Δt - ступень селективности, 0,1 с.

12 РАСЧЁТ РЕЖИМА ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ ПО ФИДЕРУ №6

По выбранному ранее в разделе 6 варианту выполнения схемы сети 10 кВ по фидеру №6 необходимо определить напряжения в узлах схемы и точку потока раздела.

Для расчёта режима по фидеру №6 необходимо составить граф сети с указанием марки и сечения проводов, их длины (рисунок ниже).

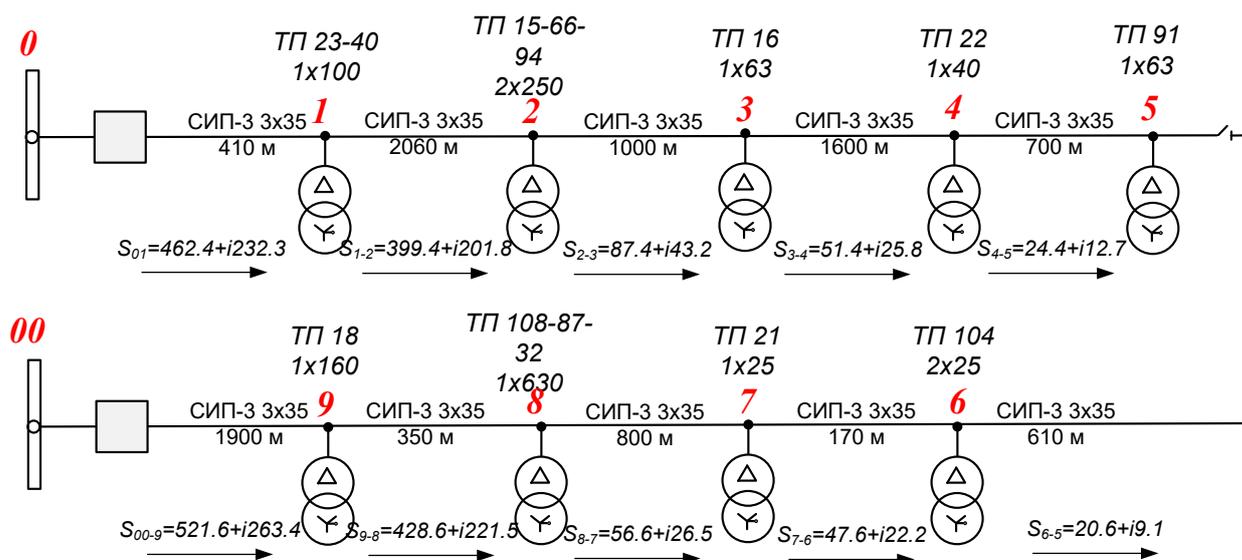


Рисунок 12.1 – Граф фидера №6 для расчёта нормального режима

В ходе расчёта необходимо воспользоваться данными по нагрузке узлов 1-9 трансформаторных подстанций (таблица 12.1).

Таблица 12.1 – Нагрузки узлов для расчёта режима сети

№ ТП	№ узла	P, кВт	Q, квар
23-40	1	63,0	30,5
15-66-94	2	312,0	158,6
16	3	36,0	17,4
18	9	93,0	41,9
108-87-32	8	372,0	195,0
21	7	9,0	4,4
104	6	27,0	13,1
91	5	45,0	21,8
22	4	27,0	13,1
всего		984,0	495,7

При расчёте потоков мощности на головных участках используются суммарные протяженности участков сети 1-00, 2-00, 3-00 и т.д. Протяженности участков сети в соответствии с рисунком 3 указываются в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Протяженность участков сети 10 кВ для расчёта режима сети

длина участков	L, км
1-00	9,2
2-00	7,1
3-00	6,1
4-00	4,5
5-00	3,8
6-00	3,2
7-00	3,1
8-00	2,3
9-00	1,9
9-0	7,7
8-0	7,4
7-0	6,6
6-0	6,4
5-0	5,8
4-0	5,1
3-0	3,5
2-0	2,5
1-0	0,4
0-00	9,6

Для осуществления расчёта потоков мощности на головных участках фидера №6 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$P_{0-1} = \frac{P_1 \cdot L_{1-00} + P_2 \cdot L_{2-00} + P_3 \cdot L_{3-00} + P_4 \cdot L_{4-00} + P_5 \cdot L_{5-00} + P_6 \cdot L_{6-00} + P_7 \cdot L_{7-00} + P_8 \cdot L_{8-00} + P_9 \cdot L_{9-00}}{L_{0-00}}, \quad (12.1)$$

$$P_{0-1} = \frac{63 \cdot 9.2 + 312 \cdot 7.1 + 36 \cdot 6.1 + 27 \cdot 4.5 + 45 \cdot 3.8 + 27 \cdot 3.2 + 9 \cdot 3.1 + 372 \cdot 2.3 + 93 \cdot 1.9}{9.6} = 462.4 \text{ кВт},$$

$$P_{00-9} = \frac{P_1 \cdot L_{1-0} + P_2 \cdot L_{2-0} + P_3 \cdot L_{3-0} + P_4 \cdot L_{4-0} + P_5 \cdot L_{5-0} + P_6 \cdot L_{6-0} + P_7 \cdot L_{7-0} + P_8 \cdot L_{8-0} + P_9 \cdot L_{9-0}}{L_{0-00}}, \quad (12.2)$$

$$P_{00-9} = \frac{63 \cdot 0,41 + 312 \cdot 2,5 + 36 \cdot 3,5 + 27 \cdot 5,1 + 45 \cdot 5,8 + 27 \cdot 6,4 + 9 \cdot 6,6 + 372 \cdot 7,4 + 93 \cdot 7,7}{9,6} = 521,6 \text{ кВт},$$

Для осуществления расчёта суммы потоков мощности на головных участках фидера №6 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\sum P = P_{00-9} + P_{0-1}, \quad (12.3)$$

$$\sum P = 462,4 + 521,6 = 984 \text{ кВт}.$$

Суммарная нагрузка узлов составляет 984 кВт, таким образом потоки мощности на головных участках рассчитаны правильно.

Потоки реактивной мощности на головных участках находятся аналогично по формулам (13.1) – (13.2) и составляют:

$$Q_{00-9} = 263,4 \text{ квар},$$

$$Q_{0-1} = 232,3 \text{ квар}.$$

Для осуществления расчёта потоков мощности на остальных участках фидера №6 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$P_{1-2} = P_{0-1} - P_1,$$

$$P_{1-2} = 462,4 - 63 = 399,4 \text{ кВт},$$

$$P_{2-3} = P_{1-2} - P_2,$$

$$P_{2-3} = 399,4 - 312 = 87,4 \text{ кВт},$$

$$P_{3-4} = P_{2-3} - P_3,$$

$$P_{3-4} = 87,4 - 36 = 51,4 \text{ кВт},$$

$$P_{4-5} = P_{3-4} - P_4,$$

$$P_{4-5} = 51,4 - 17 = 24,4 \text{ кВт},$$

$$P_{5-6} = P_{4-5} - P_5,$$

$$P_{5-6} = 24,4 - 45 = -20,6 \text{ кВт}.$$

Поток меняет направление от узла 6 к узлу 5. Необходимо проверить поток на данном участке 5-6 расчётом потоков от протовоположного головного участка, [12]:

$$P_{9-8} = P_{00-9} - P_9,$$

$$P_{9-8} = 521,6 - 93 = 428,6 \text{ кВт},$$

$$P_{8-7} = P_{9-8} - P_8,$$

$$P_{8-7} = 428,6 - 372 = 56,6 \text{ кВт},$$

$$P_{7-6} = P_{8-7} - P_7,$$

$$P_{7-6} = 56,6 - 9 = 47,6 \text{ кВт},$$

$$P_{6-5} = P_{8-7} - P_6,$$

$$P_{6-5} = 47,6 - 27 = 20,6 \text{ кВт.}$$

Поток активной мощности на участке 6-5 не меняет направления и абсолютного значения, таким образом потоки определены правильно. Точка потокопровода сети – узел 5, по данному узлу производится разрыв замкнутой сети на 2 разомкнутых участка.

Для осуществления аналогичных расчётов потоков реактивной мощности по линиям 10 кВ использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 12.3, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 12.3 – Протяженность участков сети 10 кВ для расчёта режима сети

Участок сети	P, кВт	Q, квар
головной 0-1	462,4	232,3
головной 00-9	521,6	263,4
1--2	399,4	201,8
2--3	87,4	43,2
3--4	51,4	25,8
4--5	24,4	12,7
5--6	-20,6	-9,1
9--8	428,6	221,5
8--7	56,6	26,5
7--6	47,6	22,2
6--5	20,6	9,1

Потокораспределение по разомкнутым участкам сети 10 кВ находится по данным начала, [12].

Для осуществления расчёта потерь мощности на участке 4-5 линии 10 кВ (до ТП-91) потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta P_{\text{вл}} = \frac{1}{N_{\text{у}}} \cdot \frac{(P^2 + Q^2) \cdot r_{\text{уд}} \cdot L}{1000 \cdot U_{\text{н}}^2}, \quad (12.4)$$

$$\Delta P_{4-5} = \frac{1}{1} \cdot \frac{(45^2 + 21,8^2) \cdot 0,986 \cdot 0,7}{1000 \cdot 10^2} = 0,017 \text{ кВт},$$

где P, Q – активный и реактивный поток мощности по участку сети, кВт, квар;

U_H - номинальное напряжение сети, 10 кВ;

N_y - число цепей, ВЛ одноцепные, $N_y = 1$.

Для осуществления расчёта потоков мощности на участке 4-5, 3-4, 0-1 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$P_{4-5нач} = \Delta P_{4-5} + P_5,$$

$$P_{4-5нач} = 45 + 0,017 = 45,017 \text{ кВт},$$

$$P_{3-4кон} = P_{4-5нач} + P_4,$$

$$P_{3-4кон} = 45,017 + 27 = 72,017 \text{ кВт},$$

$$P_{0-1нач} = 489 \text{ кВт},$$

$$Q_{0-1нач} = 242 \text{ квар}.$$

Для осуществления расчёта потерь напряжения на участке линии 10 кВ до ТП-23-40 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$\Delta U_{ТП23-40} = \frac{P_{0-1} \cdot r_{уд} \cdot L_{0-1} + Q_{0-1} \cdot x_{уд} \cdot L_{0-1}}{U_{III}}, \quad (12.5)$$

$$\Delta U_{ТП23-40} = \frac{489 \cdot 0,986 \cdot 0,41 + 17,438 \cdot 0,38 \cdot 0,75}{10} = 0,002 \text{ кВ}$$

где L_1 – длина линии ВЛ на участке 0-1 графа сети, 0,41 км:

P_1, Q_1 – активный и реактивный поток мощности в начале участка 0-1 графа сети, находится в результате расчёта потокораспределения, кВт, квар;

$U_{инт}$ – напряжение на источнике питания по результатам контрольного замера или на предыдущем узле по направлению потока, 10 кВ;

$r_{уд}, x_{уд}$ – активное и реактивное сопротивление провода, 0,986 и 0,1 Ом соответственно.

Для осуществления расчёта напряжения в узлах сети 10 кВ на участке линии 10 кВ до ТП-23-40 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [12]:

$$U_1 = U_{инт} - \Delta U_{ТП23-40},$$

$$U_1 = 10 - 0,02 = 9,98 \text{ кВ},$$

Для осуществления аналогичных расчётов нормального режима сети 10 кВ использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 12.4, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 12.4 - Расчёт нормального режима фидера №6

участок	$P_{нач},$ кВт	$Q_{нач},$ квар	$\Delta P,$ кВт	$\Delta Q,$ квар	$P_{кон},$ кВт	$Q_{кон},$ квар	$L,$ км	$R_{уч},$ Ом/км	$\Delta U,$ кВ	$U_{узел},$ кВ
4-5	45,0	21,8	0,017	0,002	45,0	21,8	0,7	0,986	0,003	9,86
3-4	72,1	34,9	0,101	0,010	72,0	34,9	1,6	0,986	0,012	9,86
2-3	108,3	52,3	0,142	0,014	108,1	52,3	1	0,986	0,011	9,88
1-2	424,8	211,4	4,535	0,453	420,3	210,9	2,08	0,986	0,092	9,89
0-1	489,0	242,0	1,198	0,120	487,8	241,9	0,41	0,986	0,021	9,98
7-6	27,0	13,1	0,002	0,000	27,0	13,1	0,17	0,986	0,000	9,88
8-7	36,0	17,4	0,013	0,001	36,0	17,4	0,8	0,986	0,003	9,88
9-8	408,7	212,5	0,730	0,073	408,0	212,4	0,35	0,986	0,015	9,89
00-9	507,7	255,0	5,928	0,593	501,7	254,4	1,9	0,986	0,100	9,90
всего			12,667							

Далее необходимо рассчитать режим сети 10 кВ в послеаварийном режиме при отключении наиболее загруженного головного участка 00-9. Потокораспределение находится по данным начала в соответствии с графом сети (рисунок 13.2), аналогично приведенным выше расчетам, [12].

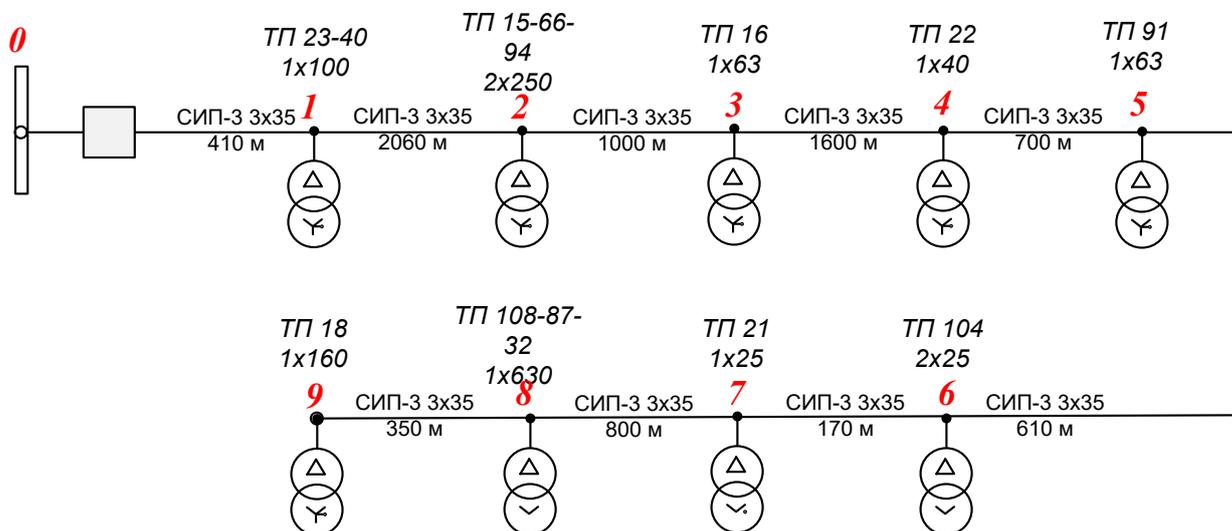


Рисунок 12.2 – Граф фидера №6 для расчёта послеаварийного режима

Для осуществления аналогичных расчётов послеаварийного режима сети 10 кВ использованы те же формулы, что и приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 13.2, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 12.5 - Расчёт послеаварийного режима фидера №6

участок	$P_{нач}$, кВт	$Q_{нач}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	$P_{кон}$, кВт	$Q_{кон}$, квар	L, км	$R_{уч}$, Ом/км	ΔU , кВ	$U_{узн}$, кВ
8--9	93,0	41,9	0,036	0,004	93,0	41,9	0,35	0,986	0,003	9,47
7--8	467,2	237,1	2,148	0,215	465,036	236,873	0,80	0,986	0,039	9,47
6--7	476,7	241,5	0,478	0,048	476,2	241,4	0,17	0,986	0,008	9,51
5--6	505,6	254,8	1,916	0,192	503,7	254,6	0,61	0,986	0,032	9,52
4--5	553,2	276,8	2,620	0,262	550,58	276,56	0,70	0,986	0,040	9,55
3--4	586,8	290,6	6,636	0,664	580,2	289,9	1,60	0,986	0,097	9,59
2--3	627,6	308,5	4,760	0,476	622,8	308,0	1,00	0,986	0,065	9,69
1--2	962,0	469,3	22,363	2,236	939,6	467,1	2,06	0,986	0,205	9,75
0--1	1030,2	500,4	5,257	0,526	1025,0	499,8	0,41	0,986	0,044	9,96
всего			46,214							

По данным таблицы 12.4 суммарные потери активной мощности нормального режима составляют 12,667 кВт, по отношению к отпуску мощности в

фидер это 1,3%. Наибольшая потеря напряжения – 0,14 кВ (1,4%), что допустимо по [25].

По данным таблицы 13.5 суммарные потери активной мощности нормального режима составляют 46,214 кВт, по отношению к отпуску мощности в фидер это 4,5%. Наибольшая потеря напряжения – 0,42 кВ (5,3%), что допустимо по [25].

Согласно [24], уровень потерь мощности в распределительных сетях уровня напряжения СН1 считается обоснованным при уровне потерь 4-5% по отношению к поступлению в сеть. Таким образом, режимы работы принятой схемы сети 10 кВ допустимы.

13 ОЦЕНКА НАДЁЖНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ И ВЫБРАННОЙ СХЕМ

Для осуществления расчёта вероятности отказа выключателя 22 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$q = \frac{\omega \cdot t_g}{T_g}, \quad (13.1)$$

$$q = \frac{0,004 \cdot 8}{8760} = 0,0000037,$$

где q – вероятность отказа (отключения) элемента;

ω - параметр потока отказов данного элемента, 1/год, [27];

t_g – время восстановления элемента после отказа, ч;

T_g – количество часов в году, ч/год.

Для осуществления расчёта вероятности отказа выключателя 22 с учётом смежных элементов потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$q_g = q_{cm} + a_{KЗ} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - q_{PЗ_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - q_{CM_i})\right) + a_{OP} \cdot N_{OP} \cdot t_{OP}, \quad (13.2)$$

$$q_g = 0,0000037 + 0,0027 \cdot (1 + 0 \cdot 0) \cdot (1 - (1 - 0,002)) \cdot (1 - (1 - 0,0012)) \cdot (1 - (1 - 0,0000959)) \cdot (1 - (1 - 0,00000711)) + 0,0022 \cdot 0,502 / 8760 = 0,00000378,$$

где q_{cm} – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$K_{АПВ}$ - коэффициент учитывающий вероятность несрабатывания АПВ;

i, k – количество смежных элементов и их РЗиА;

$q_{PЗ_k}$ - вероятность отказа k -й релейной защиты;

$q_{СМ_i}$ - вероятность отказа i -го смежного элемента;

Для осуществления расчёта параметра потока отказов выключателя 22 с учётом смежных элементов потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$\omega_g = \omega_{cm} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \prod_k (1 - \omega_{PЗ_k})\right) \cdot \left(1 - \prod_i (1 - \omega_{СМ_i})\right) + a_{оп} \cdot N_{оп}, \quad (13.3)$$

$$\omega_g = 0,004 + 1 \cdot (1 + 0) \cdot 0,217 \cdot 0,03 + 0,0022 \cdot 0,502 = 0,00511.$$

Для осуществления аналогичных расчётов показателей надёжности других элементов сети 10 кВ использованы те же формулы, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 13.1, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 13.1 – Исходные данные для расчета надежности

Элемент схемы	ω , 1/год	T_g , ч	μ , 1/год	T_p , ч	$a_{кз}$	$a_{оп}$
Выключатели масляные 10 кВ	0,015	4,5	0,15	4	0,0027	0,0022
Выключатели вакуумные 10 кВ	0,004	8	0,083	4	0,0027	0,0022
Воздушные линии 10 кВ АС	0,25	0,32	0,18	0,5		
Воздушные линии 10 кВ СИП	0,076	2	0,17	5		
Система шин 10 кВ	0,03	7	0,166	5		
Выключатель нагрузки до реконструкции	0,07	5	0,15	4,5		
Выключатель нагрузки после реконструкции	0,03	3	0,1	3		
КТП до реконструкции	0,041	6	0,4	6		
КТП после реконструкции	0,016	50	0,25	4,5		

Для осуществления расчёта параметра потока отказов последовательно соединённых элементов для цепочки 1 проектируемой сети 10 кВ потребуются

необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}} \quad (13.4)$$

$$\omega = 0,06.$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, определяется по приложению А, 1/год.

Для осуществления расчёта параметра потока отказов параллельно соединённых элементов для проектируемой сети 10 кВ потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$\omega_{I,II} = \omega_I \cdot q_{II} + \omega_{II} \cdot q_I + \omega_I^* \cdot q_{npII} + \omega_{II}^* \cdot q_{npI}, \quad (13.5)$$

$$\omega_{I,II} = 0,736 \cdot 0,0005619 + 0,492 \cdot 0,0007067 + 0,676 \cdot 0,00009589 + 0,432 \cdot 0,00009589 = 0,0087.$$

где q_{np} - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая для секции шин цепочки 1 и цепочки 2;

ω^* - параметр потока отказов с учётом фактора ремонта для первой и второй цепочки.

Для осуществления расчёта вероятности преднамеренного отключения для цепочки 1 и цепочки 2 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$q_{сш} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_2}, \quad (13.6)$$

$$q_{сш} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} = 0,00009589.$$

Для осуществления расчёта параметра потокаотказов с учётом фактора ремонта для первой и второй цепочки потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$\omega_I^* = \omega_c - \omega_{пр.нб}, \quad (13.7)$$

$$\omega_I^* = 0,736 - 0,06 = 0,676,$$

$$\omega_{II}^* = 0,492 - 0,06 = 0,432.$$

Для осуществления расчёта коэффициента простоя системы потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{np1} \cdot \lambda_{np1} \cdot q_2 + K_{np2} \cdot \lambda_{np2} \cdot q_1, \quad (13.8)$$

$$q_c = 0,0007067 \cdot 0,0005619 + 0,51 \cdot 0,736 \cdot 0,0005619 + \\ + 0,51 \cdot 0,492 \cdot 0,0007067 = 3,9 \cdot 10^{-4},$$

где K_{npi} – коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

Для осуществления расчёта коэффициента, учитывающего фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Bэкс}}}, \quad (13.9)$$

$$K_{np1} = 1 - e^{\frac{-10}{14}} = 0,51,$$

$$K_{np2} = 1 - e^{\frac{-10}{14}} = 0,51,$$

Для осуществления расчёта среднего времени безотказной работы системы потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}, \quad (13.10)$$

$$T_c = \frac{1}{0,0087} = 114,6 \text{ лет.}$$

Для осуществления расчёта расчётного времени безотказной работы системы потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}, \quad (13.11)$$

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{0,00389} = 12 \text{ лет.}$$

Для осуществления расчёта среднего времени восстановления системы расчётного потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$t_{BC} = \frac{q_c \cdot T_z}{\omega_c}, \quad (13.12)$$

$$t_{BC} = \frac{0,000389 \cdot 60}{0,0087} = 2,68 \text{ час}.$$

Для осуществления расчёта недоотпущенной электроэнергии потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760, \quad (13.13)$$

$$W_{нед} = 1056 \cdot 0,000389 \cdot 8760 = 3599 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Для осуществления расчёта недоотпущенной мощности потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$P_{нед} = P_P \cdot q_c, \quad (13.14)$$

$$P_{нед} = 1056 \cdot 0,000389 = 0,41 \text{ кВт}.$$

Для осуществления расчёта ущерба от недоотпуска электроэнергии за год потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, [22]:

$$Y = C \cdot W_{нед}, \quad (13.15)$$

$$Y = 2,87 \cdot 3599 = 10330 \text{ руб.}$$

где C – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,87 руб/кВт·ч.

Произведем расчеты надежности по формулам (13.1) – (13.15) для существующей и проектируемой систем электроснабжения 10 кВ.

Проектируемая и существующая исходная схема сети показана на рисунках 14.1-14.2, на основе которых составляются схемы замещения для расчёта итоговых показателей надёжности схем сети 10 кВ.

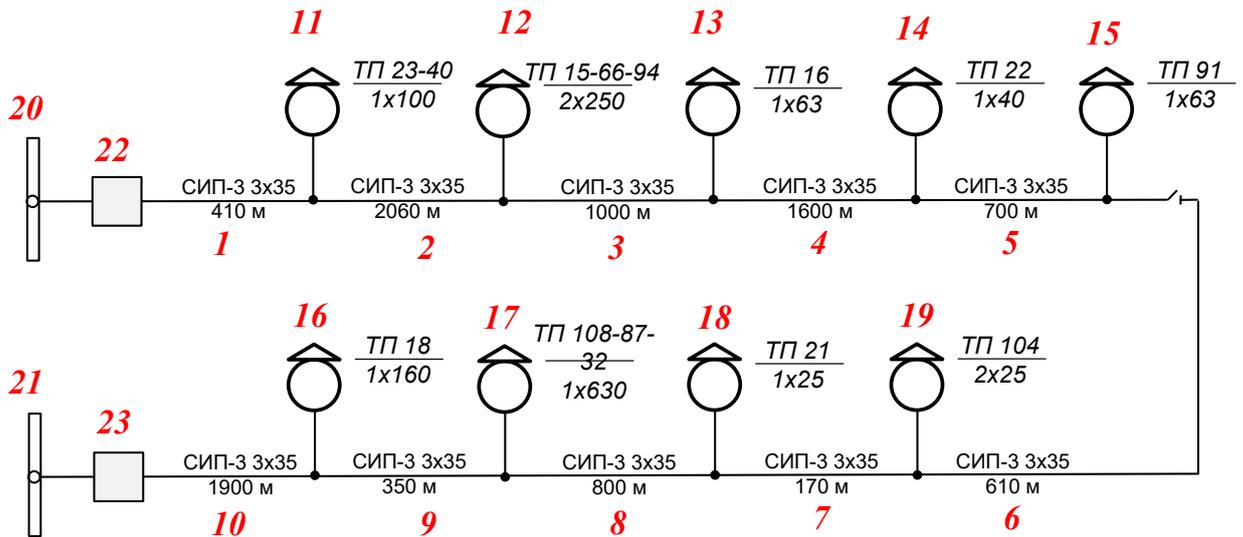


Рисунок 13.1 - Проектируемая сеть

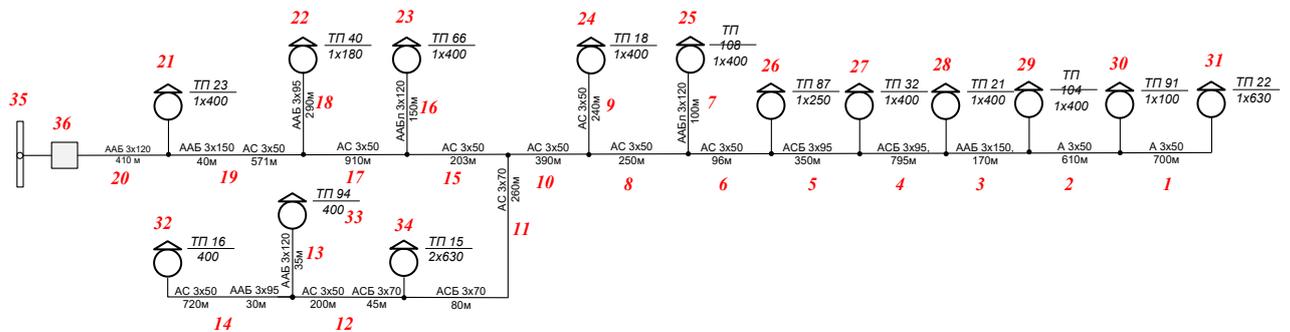


Рисунок 13.2 - Существующая сеть

Схемы замещения проектируемой и существующей схемы сети показаны на рисунках 13.3-13.4.

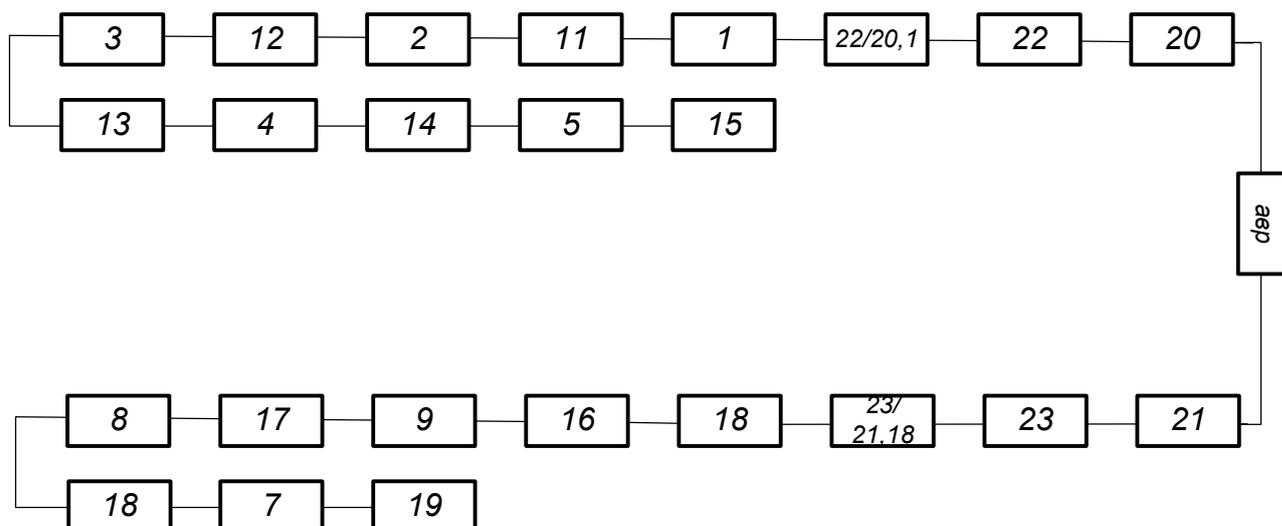


Рисунок 13.3 - Схема замещения проектируемой сети

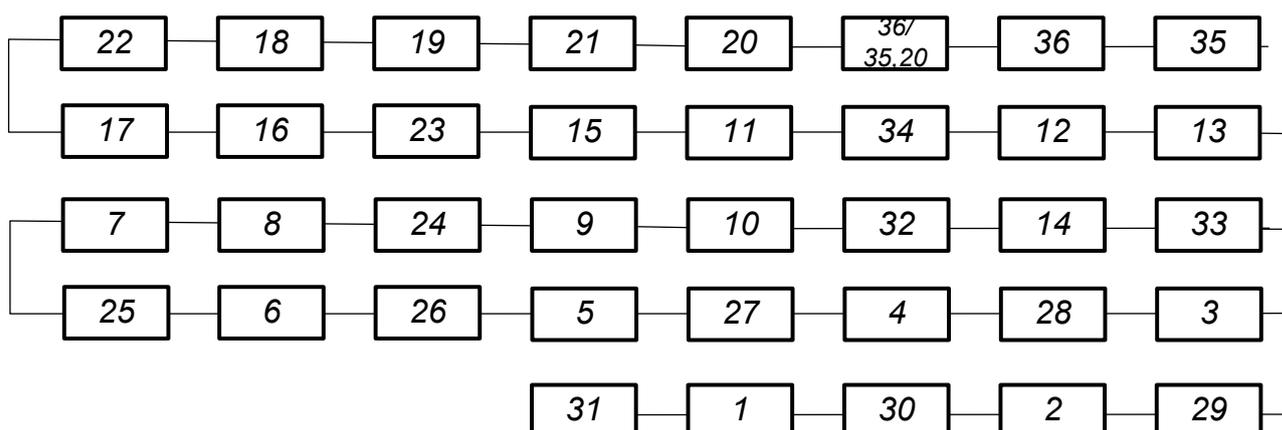


Рисунок 13.4 - Схема замещения существующей сети

Ввиду практической сложности вычислений, расчёты надёжности сети 10 кВ произведены в программе MATHCAD-2007 по описанному выше алгоритму с учётом определенного количества справочных данных, подробный алгоритм показан в приложении А.

Для осуществления аналогичных расчётов надёжности сети 10 кВ использованы те же формулы и графические рисунки, что приведенные выше по тексту, после расчётов составляется таблица 13.2, отражающая все результаты расчётов.

Таблица 13.2 - Результаты расчёта надёжности схем 10 кВ

Показатели надёжности	Существующая сеть	Проектируемая сеть
Вероятность отказа системы без учёта АВР	0.00105	0.000389
Коэффициент вынужденного простоя системы	0.00105	0.000389
Время восстановления, ч	2,63	2,68
Расчётное время безотказной работы, лет	0,03	12
Среднее время безотказной работы, лет	0,3	114,6
Недоотпуск ЭЭ, кВт·ч в год	9722	3599
Ограничения мощности, кВт	1,1	0,41
Ущерб от недоотпуска за год, руб	27903	10330

Результаты расчета надежности схем сети 10 кВ показывают, насколько улучшается надёжности сети после модернизации, в том числе после перехода на более высокий класс номинального напряжения.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Модернизация воздушных линий и трансформаторных подстанций распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре проводится при соблюдении мер безопасности при эксплуатации элементов сети 10 кВ. Для оценки показателей экологичности выпускной квалификационной работы проводится расчёт параметров маслоприемного устройства для маслонаполненных трансформаторов закрытых ТП. Приведены меры противопожарной безопасности на случай пожара в действующих электроустановках сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре.

14.1 Безопасность

Модернизация трансформаторных подстанций распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре проводится с соблюдением мер электробезопасности с учётом наличия заземляющего устройства для РУ 0,4-10 кВ ТП.

Требования к заземляющему устройству РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре и его конструкции с учётом ограничения напряжения на заземляющем устройстве выполняются на всех этапах модернизации, [29].

Рабочее и защитное заземление РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре подключается к единому заземляющему устройству.

При стекании расчетного тока замыкания на землю с заземляющего устройства РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре напряжение на нем не превышает 10 кВ. Заземляющее устройство РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре в любое время года с учетом естественных заземлителей обладает сопротивлением не более 0,5 Ом.

Присоединения оборудования РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре к заземляющему устройству

выполняется как к продольным, так и к поперечным горизонтальным заземлителям, соединенным между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре устроены на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли вдоль осей оборудования РУ 0,4-10 кВ ТП с той стороны, с которой обслуживающий персонал выполняет обслуживание оборудования.

Поперечные заземлители РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре проложены на аналогичной продольным заземлителям глубине с подключением к ним проводниками либо сваркой.

Контур горизонтального заземлителя РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре по периметру здания ТП выполняется замкнутым.

Вертикальные заземлители РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре снижают сопротивление заземляющего устройства и установлены по внешнему периметру ТП.

Расчетное время воздействия напряжения прикосновения, значение которого допустимо в РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре является суммой двух величин - полного времени отключения выключателя и времени действия резервной защиты на случай производства оперативных переключений персоналом при обслуживании РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре.

Глубина прокладки заземляющих проводников РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре используемых для подключения оборудования РУ 0,4-10 кВ ТП к заземлителю ТП в земле составляет не менее 0,3 м.

Заземляемые нейтрали силовых трансформаторов РУ 0,4 кВ ТП подключаются к продольным и поперечным горизонтальным заземлителям, которые

выполнены таким образом, что обеспечивают распределение тока не менее чем в двух направлениях.

Заземляющее устройство РУ 0,4-10 кВ ТП соединяется с заземлителем ТП при помощи сварных соединений и металлических полос и монтируется на глубине 1 м и на расстоянии 1 м от периметра помещения ТП. Подключение заземляющего устройства к заземлителю на входе в РУ 0,4-10 кВ ТП, отсеки силовых трансформаторов монтируют на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м.

В РУ 10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре кроме заземления для повышения уровня электробезопасности используются устройства обнаружения замыкания на землю, действующие на отключение тока замыкания на землю для всех магистральных участков электрической сети, подключенных к РУ ТП.

Устройства обнаружения замыкания на землю, действующие на отключение тока замыкания на землю в РУ 10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре срабатывают за время, не превышающее время формирования сигнала релейной защитой в совокупности с полным временем отключения выключателя. В случае отсутствия уставки по времени срабатывания расчётное значение срабатывания принимается более 1 секунды.

Величина расчётного тока замыкания на землю в распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре не подлежит компенсации ввиду её незначительного значения, поэтому напряжение на заземляющем устройстве и напряжение прикосновения должны быть рассчитаны на полный ток замыкания на землю.

Величина тока срабатывания релейной защиты от однофазных замыканий на землю или междуфазных замыканий в распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре может использоваться в качестве отстраиваемой величины расчётного тока в случае гарантированного отключения тока замыкания на землю. При этом ток замыкания на землю в распределитель-

ной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре должен быть в 1,5 раза больше тока срабатывания релейной защиты, либо по условию срабатывания предохранителей должен превышать в 3 раза номинальный ток плавкой вставки предохранителей.

За расчётное значение тока замыкания на землю в распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре принимается наибольшее из вышеуказанных значений тока.

Глубина прокладки горизонтальных заземлителей вдоль рядов оборудования РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре со той стороны, с которой выполняется обслуживание оборудования составляет 0,5 м в тех случаях, когда замерная величина сопротивления заземляющего устройства выше 10 Ом, что характерно для грунтов с удельным сопротивлением более 500 ом·м. Расстояние от оснований оборудования РУ 0,4-10 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре должно быть 0,8 - 1 м.

Установка линейных разъединителей на опорах ВЛ распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре проводится с соблюдением требований устройства горизонтальных заземлителей на расстоянии 0,8-1 м от фундамента опоры с заглублением на 0,5 м и подключением к заземлителю опоры.

В РУ 0,4 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре электробезопасность персонала по обслуживанию оборудования обеспечивается системой зануления при замыканиях на корпус.

В РУ 0,4 кВ ТП распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре сечения заземляющих проводников проверяются на термическую устойчивость к нагреву до температуры 400 °С во время протекания тока однофазного короткого замыкания с наибольшим значением в течении наиболее длительного времени, характерным для времени действия резервной защиты и срабатывания резервирующего выключателя.

14.2 Экологичность

Показателем экологичности при модернизация трансформаторных подстанций распределительной сети 10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре принимается рассчитанный маслоприемного устройства для маслонаполненного трансформатора закрытой ТП-108 с трансформатором наибольшей номинальной мощностью 630 кВА ТМ-630.

Трансформатор ТМ-630, установленный на закрытой ТП-108, оборудован незаглубленным маслоприемником, который представляет собой бортовые ограждения высотой 0,25 м в трансформаторном отсеке ТП. Расположение маслоприёмника ТМ-630 осуществляется под силовым отсеком ТП-108.

Используемые трансформаторы на ТП-108 марки ТМ-630 завода Урал-энерго [31] характеризуются масла трансформаторного масла 1060 кг. В таком случае при массе масла более 600 кг по [31] для данной ТП выполняется расчёт маслоприемника, способного удержать полный объем масла,

Для осуществления расчёта габаритов маслоприёмника потребуются необходимые справочные данные о размерах трансформатора ТМ-630 завода изготовителя, которые представлены на рисунке 14.1, [30].

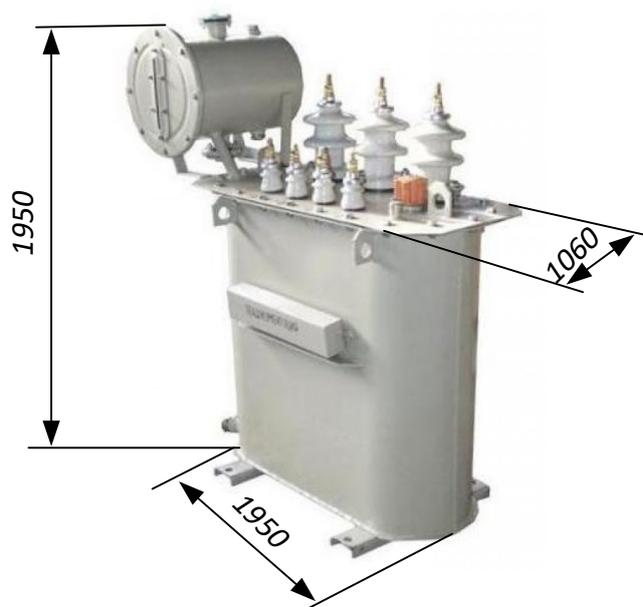


Рисунок 14.1 – Трансформатор ТМ-630 кВА, габариты

Для осуществления расчёта площади маслоприёмника для трансформатора ТМ-630 ТП-108 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, м²:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \delta) \cdot (B + 2 \cdot \delta) , \quad (14.1)$$

$$S_{МП} = (1,95 + 2 \cdot 0,2) \cdot (1,06 + 2 \cdot 0,2) = 3,43 ,$$

где A - габаритная длина трансформатора, рисунок 1, 1,95 м;

B - габаритная ширина трансформатора, рисунок 1, 1,06 м;

δ - ширина выступа, принимается 0,2 м, [32].

Для осуществления расчёта объёма трансформаторного масла для трансформатора ТМ-630 ТП-108 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, м³:

$$V_{ТМ} = \frac{M}{\rho_{ТМ}} , \quad (14.2)$$

$$V_{ТМ} = \frac{1060}{880} = 1,2 ,$$

где M - масса масла, согласно [33] 1060, кг;

$\rho_{ТМ}$ - плотность масла, выбираемая из диапазона ($\rho_{ТМ} = 880$ кг/м³).

Для осуществления расчёта высоты маслоприёмника для приёма 100 % масла для трансформатора ТМ-630 ТП-108 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, м:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}} , \quad (14.3)$$

$$h_{TM} = \frac{1,2}{3,43} = 0,35 \text{ м.}$$

Для осуществления расчёта высоты маслоприёмника с учётом насыпи гравия и зазора от сетки до поверхности масла для трансформатора ТМ-630 ТП-108 потребуются необходимые расчётные данные, подставляемые в следующую формулу с учётом единиц измерения, м:

$$h_{МП} = h_{TM} + h_z + h_{en} + h_p \quad (14.4)$$

$$h_{МП} = 0,35 + 0,25 + 0,05 + 0,075 = 0,73 .$$

где h_z - толщина слоя насыпи из чистого гравия, промытого гранитного щебня или не пористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм для маслоприёмника ТП-108 без отвода масла заглубленной конструкции, 0,25 м, [31];

h_p - расстояние от поверхности масла в маслоприёмнике до металлической решетки, закрывающей маслоприёмник заглубленной конструкции, 0,05 м, [31];

h_{en} - расстояние от поверхности слоя насыпи до воздухоподводящего вентиляционного канала маслоприёмника заглубленной конструкции, 0,075 м, [31].

Маслоприёмник заглубленной конструкции ТП-108 без отвода масла освобождается от масла посредством применения передвижных насосов и оборудуется шкалой-указателем уровня масла в маслоприёмнике. Покрытие внутренних поверхностей маслоприёмника осуществляется стойкими к воздействию трансформаторного масла материалами.

Наглядно результаты вышепоказанных расчётов габаритов маслоприёмника заглубленной конструкции трансформатора ТМ-630 ТП-108 представлены на рисунке 14.2, [32].

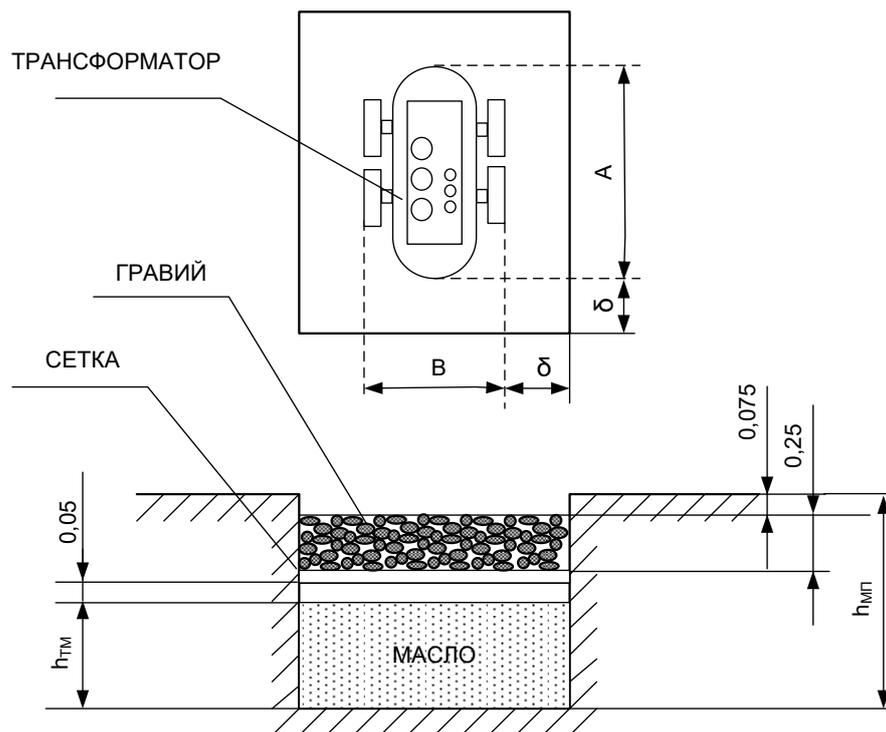


Рисунок 14.2 - Эскиз маслоприёмника ТП-108

В результате расчётов экологичности найдены габариты маслоприёмника ТП-108. Длина маслоприёмника составляет 2,35 м, ширина 1,46 м, глубина 0,73 м.

Сооружение маслоприёмника глубиной более 0,73 м обеспечит удержание полного объёма трансформаторного масла без риска его разлива, что в случае пожара является угрозой пожаробезопасность всего сооружения ТП-108.

14.3 Чрезвычайные ситуации

Короткие замыкания и перегрузка оборудования в действующих электроустановках сети 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре являются наиболее вероятными причинами возникновения пожаров.

Токи КЗ в действующих электроустановках сети 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре в разы больше номинальных токов проводов и токоведущих частей 0,4-10 кВ и достигают значений в тысячи ампер. Воздействие токов КЗ подобной величины влечёт значительный местный нагрев и воспламенение изоляции приводят к пожарам. В действующих электроуста-

новках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре перегрев вводов силового трансформатора 10/0,4 кВ сопровождается искрением, что в свою очередь приводит к воспламенению масла трансформатора и приводит к взрыву.

Мерой противодействия пожарам в действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре является контроль состояния электрической изоляции. Кроме того, все силовые трансформаторы в действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре контролируются по режиму работы без систематических перегрузок в заданных заводских номинальных режимах работы.

Тушение пожара в действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре включает в себя действия отдельных людей, подразделений или систем пожаротушения для ликвидации горения, [34].

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения производят охлаждение зоны горения или горящего вещества, разбавляют вещества, задействованные в реакции горения, снижая скорость окисления, ограничивают зону горения и горящее вещество, распределяют ингибиторные составы для химического торможения реакции окисления.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения задействуются как технические, так и огнетушащие средства.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре огнетушащие средства применяются с учётом свойств и состояния горящего материала, пространства и объёма горения, притока воздуха в зону горения, температуры горения, сопоставления риска и опасности работ по прекращению горения для участников ликвидации возгорания, фактического количества и наличия огнетушащих средств, эффективности использования огнетушащего средства.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения производят охлаждение зоны горения или горящего вещества, при этом наиболее эффективное воздействие состоит в охлаждении конденсированной фазы сплошными струями воды, дополнительное охлаждение горячей площади распыленными струями воды, охлаждение горящего масла путем перемешивания горючих материалов.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения производят разбавление зоны горения газовой и конденсированной фазой струями тонко распыленной воды, при этом наиболее эффективное воздействие состоит в разбавлении горючих жидкостей водой и разбавление зоны горения негорючими газами или водяным паром.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения производят изоляцию слоем пены различной кратности зоны горения, при этом наиболее эффективное воздействие состоит в изоляции зоны горения слоем огнетушащего порошка.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения производят химическое торможение реакции горения, при этом наиболее эффективное воздействие состоит в использовании огнетушащих порошков или галоидопроизводных углеводов.

Применение воды для ликвидации горения в действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре оправдано хорошими охлаждающими свойствами воды, её высокой теплоемкостью, то есть способностью поглощать и передавать тепло. Дополнительно, образование пара из воды, попадающей на горящее вещество способствует разбавлению реагирующих веществ, при том, что высокая теплота парообразования образует охлаждающий эффект за счёт извлечения из зоны горения большого количества тепла. Термическая стойкость воды позволяет её использование при тушении твердых материалов и горючих жидкостей при их горении с температурой около 1300°C без разложения на кислород и водород, [35].

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения применяется вода в распыленном состоянии, как наиболее эффективный способ тушения возгорания, поэтому дополнительное совместное использование растворов смачивателей для уменьшения поверхностного натяжения воды снижает расход воды до половины всего её использованного объёма.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения применяется огнетушащие порошковые составы, которые допускаются использовать для ликвидации горения твердых, жидких и газообразных веществ.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения могут быть использованы порошковые составы на основе карбонатов натрия или калия, силикагеля, хлоратов металлов, фосфорно-аммонийных солей.

Электропроводность порошковых составов очень низкая, ввиду чего в действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре их применение наиболее эффективно при тушении по поверхности и по объёму зоны горения, так как огнетушащий эффект порошковых составов состоит в том, что происходит отделение горячей поверхности от доступа воздуха, в случае тушения объёма огнетушащий эффект порошковых составов состоит в том, что прекращаются множественные реакции горения.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения поверхностей порошковыми составами учитывается расход порошковых средств для покрытия поверхности горения определенным количеством средства.

В действующих электроустановках ТП 0,4-10 кВ северной части города Николаевск-на-Амуре для ликвидации горения объёмного участка порошковыми составами учитывается необходимость в воздании определенной концентрации вещества, скорости его подачи, распределении, в результате чего возникает ингибиторная реакция и горение прекращается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция изношенных сетей 6 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях. Проведены расчёты по переводу сетей северной части города Николаевск-на-Амуре на номинальное напряжение 10 кВ. Основными критериями при реконструкции являются техническая применимость и экономичность работы.

Выбор оптимального варианта электроснабжения северной части города Николаевск-на-Амуре осуществлялся по приведенным годовым затратам на проектируемую сеть после выбора сечений проводников сети, коммутационной аппаратуры. По току КЗ проверены сечения проводников сети и защитной коммутационной аппаратуры для принятого варианта электроснабжения. Выбраны уставки средств РЗА. Рассчитана надежность сети 10 кВ аналитическим методом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С. Ананичева, А.Л.Мызин, С.Н.Шелюг. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2005. – 52 с.
- 2 Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2005. – 96 с.; ил.
- 3 Киреева Э.А., Юнес Т., Айюби М. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. Справочные материалы и примеры расчетов. М.: Энергоатомиздат, 2008. - 320 с.: ил.
- 4 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 5 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей, 2012: НЦ ЭНАС ISBN: 978-5-4248-0049-8
- 6 ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»
- 7 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. Москва, 2006 г.
- 8 URL: http://web.drsk.ru/poter_khab_22.html (дата обращения 05.05.2022)
- 9 Веников В.А. Электрические системы. Электрические сети М.: Высш. шк., 1998. - 511 с.: ил.
- 10 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г.
- 11 URL: <http://infoton.ru/price.php#vr> (дата обращения 05.05.2022)
- 12 URL: <http://www.tavrida.ru>(дата обращения 15.05.2022)
- 13 Руководящие материалы по проектированию распределительных электрических сетей 2009 №4. Москва, ОАО ФСК ЕЭС, 2009. - 92 стр.

- 14 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
- 15 URL: <http://www.izmerenie.ru/> (дата обращения 15.06.2022).
- 16 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.
- 17 Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматка электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.
- 18 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
- 19 URL: <http://zao-rim.ru/> (дата обращения 10.06.2022)
- 20 Воротницкий В. Э. Потери электроэнергии в электрических сетях: анализ и опыт снижения. — М.: НТФ "Энергопрогресс", 2006. — 104 с.; ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу "Энергетик"; Вып. 4 (88)].
- 21 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems
- 22 Отчёт по преддипломной (производственной) практике, выполнил студент 4 курса группа 942-узб Потапов С.А., ФГБОУ ВО «АмГУ», 2022.
- 23 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
- 24 ГОСТ 12.1.019-79 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 25 Официальный сайт ООО «Уралэнерго» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.uralen.ru/catalog/trans/group-17/64.html> - 20.05.2022 г.

26 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 8-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2012. – 488 с.

27 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

28 ГОСТ 982-80. Масла трансформаторные

29 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2020.-116 с.

30 ГОСТ 12.1.033-81 (2001) ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.

31 URL: <http://www.khabkrai.ru/about/nikolaevsky.html> (дата обращения 05.05.2022)

32 URL: <http://erofeydv.ru/o-regione/zapovedniki/> (дата обращения 05.05.2022)

33 URL: <http://www.khabstat.ru/population> (дата обращения 05.05.2022)

34 URL: <http://www.dvgk.ru/ru/static/obshchaia-informatsiia-1> (дата обращения 05.05.2022)

35 URL: <http://forca.ru/stati/srs/prichiny-povrezhdeniya-kabelnyh-linii.html> (дата обращения 05.05.2022)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчёты надёжности сети 10 кВ

Существующая сеть

Масляные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.015$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.B} := 4.5$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.15$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.B} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$	$a_{о.п} := 0.0022$

Воздушные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.25$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.л} := 0.32$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 0.18$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.л} := 0.5$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03$	$\omega_{сш2} := 0.03$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.сш} := 7$	$T_{в.сш2} := 7$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166$	$\mu_{сш2} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.сш} := 5$	$T_{р.сш2} := 5$
		$\mu_{сш2} = 0.166$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{тр} := 0.041$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.тр} := 6$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{тр} := 0.4$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.тр} := 6$

Выключатель нагрузки 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{вн} := 0.07$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч	$T_{в.вн} := 5$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{вн} := 0.15$
- продолжительность текущего ремонта T_r , ч	$T_{р.вн} := 4.5$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёты надёжности сети 10 кВ

Вероятности отказа элементов схемы

$$\begin{aligned}
 q_{Л1} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.7 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л2} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.61 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л3} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.17 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л4} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.795 \cdot T_{В.Л}}{8760} \\
 q_{Л1} &= 6.393 \times 10^{-6} & q_{Л2} &= 5.571 \times 10^{-6} & q_{Л3} &= 1.553 \times 10^{-6} & q_{Л4} &= 7.26 \times 10^{-6} \\
 \\
 q_{Л5} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.35 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л6} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.096 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л7} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.1 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л8} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.25 \cdot T_{В.Л}}{8760} \\
 q_{Л5} &= 3.196 \times 10^{-6} & q_{Л6} &= 8.767 \times 10^{-7} & q_{Л7} &= 9.132 \times 10^{-7} & q_{Л8} &= 2.283 \times 10^{-6} \\
 \\
 q_{Л9} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.24 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л10} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.39 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л11} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.36 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л12} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.245 \cdot T_{В.Л}}{8760} \\
 q_{Л9} &= 2.192 \times 10^{-6} & q_{Л10} &= 3.562 \times 10^{-6} & q_{Л11} &= 3.288 \times 10^{-6} & q_{Л12} &= 2.237 \times 10^{-6} \\
 \\
 q_{Л13} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.04 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л14} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.75 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л15} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.2 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л16} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.15 \cdot T_{В.Л}}{8760} \\
 q_{Л13} &= 3.653 \times 10^{-7} & q_{Л14} &= 6.849 \times 10^{-6} & q_{Л15} &= 1.826 \times 10^{-6} & q_{Л16} &= 1.37 \times 10^{-6} \\
 \\
 q_{Л17} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.91 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л18} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.29 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л19} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.61 \cdot T_{В.Л}}{8760} & q_{Л20} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.41 \cdot T_{В.Л}}{8760} \\
 q_{Л17} &= 8.311 \times 10^{-6} & q_{Л18} &= 2.648 \times 10^{-6} & q_{Л19} &= 5.571 \times 10^{-6} & q_{Л20} &= 3.744 \times 10^{-6} \\
 \\
 q_{Тр} &:= \frac{\omega_{Тр} \cdot T_{В.Тр}}{8760} & & & q_{Тр} &= 2.808 \times 10^{-5} \\
 \\
 q_{СШ} &:= \frac{\omega_{СШ} \cdot T_{В.СШ}}{8760} & & & q_{СШ} &= 2.397 \times 10^{-5} & q_{СШ2} &:= \frac{\omega_{СШ2} \cdot T_{В.СШ2}}{8760} \\
 \\
 q_{ВН} &:= \frac{\omega_{ВН} \cdot T_{В.ВН}}{8760} & & & q_{ВН} &= 3.995 \times 10^{-5} \\
 \\
 q_{Вст} &:= \frac{\omega_{В} \cdot T_{В.В}}{8760} & & & q_{Вст} &= 7.705 \times 10^{-6} & \omega_{В} &= 0.015 \\
 & & & & & & T_{В.В} &= 4.5 \\
 \\
 q_{рзШИН} &:= 0.002 & & & & & &
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёты надёжности сети 10 кВ

$$q_{pz\text{лин}} := 0.0012$$

$$q_{pz\text{тр}} := 0.0012$$

$$\omega_{pz\text{В}} := 0.0012$$

$$q_{B36} := q_{BCT} \dots \\ + a_{K3} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{pz\text{шин}}) \cdot (1 - q_{pz\text{лин}}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{cш}) \cdot (1 - q_{л20}) \right] \dots \\ + a_{o.п} \cdot \frac{\mu_{cш} + \mu_{л}}{8760}$$

$$q_{B36} = 7.793 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B36} + q_{cш} + q_{тр} \cdot 14 + q_{вн} \cdot 14 \dots \\ + q_{л3} + q_{л4} + q_{л5} + q_{л6} + q_{л7} + q_{л8} + q_{л9} + q_{л11} + q_{л12} + q_{л10} \dots \\ + q_{л13} + q_{л14} + q_{л15} + q_{л16} + q_{л17} + q_{л18} + q_{л19} + q_{л20} + q_{л12}$$

$$q_1 = 1.051 \times 10^{-3}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B36} := \omega_{В} + \omega_{pz\text{В}} \cdot \omega_{л} \cdot (\omega_{cш}) + a_{o.п} \cdot (\mu_{cш} + \mu_{л}) \quad \omega_{B36} = 0.0157702$$

$$\omega_1 := \omega_{cш} + \omega_{B36} + 7.6 \cdot \omega_{л} + 14 \omega_{тр} + 14 \omega_{вн}$$

$$\omega_1 = 3.5$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{\text{сист}} := \omega_1$$

$$\omega_{\text{сист}} = 3.49977$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{\text{сбезАВР}} := q_1$$

$$q_{\text{сбезАВР}} = 0.00105$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёты надёжности сети 10 кВ

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сбеззАВФ}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.001051$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.99895$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 8760}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 2.63 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{Р}} = 0.03 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{С}} = 0.3 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1056 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1056 \cdot 8760 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 9722.3 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1056 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 1.1099 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.87 \quad Y_{\text{нед}} = 27903.1 \quad \text{руб}$$

Проектируемая сеть

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год

$$\omega_{\text{В}} := 0.004$$

- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч

$$T_{\text{в.В}} := 8$$

- частота текущих ремонтов m , 1/год

$$\mu_{\text{В}} := 0.083$$

- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{р}}$, ч

$$T_{\text{р.В}} := 4$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёты надёжности сети 10 кВ

- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$ $a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{О.П}$ $a_{О.П} := 0.0022$

Воздушные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год $\omega_{Л} := 0.076$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч $T_{в.Л} := 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год $\mu_{Л} := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч $T_{р.Л} := 5$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год $\omega_{сш} := 0.03 \cdot 2$
 - среднее время восстановления $T_{в}$, ч $T_{в.сш} := 7 \cdot 2$
 - частота текущих ремонтов m , 1/год $\mu_{сш} := 0.166 \cdot 2$
 - продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч $T_{р.сш} := 5 \cdot 2$
- $\mu_{сш} = 0.332$

Трансформатор 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год $\omega_{тр} := 0.016$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч $T_{в.тр} := 50$
- частота текущих ремонтов m , 1/год $\mu_{тр} := 0.25$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч

Выключатель нагрузки 10 кВ ТП:

- средний параметр потока отказов w , 1/год $\omega_{вн} := 0.03$
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч $T_{в.вн} := 3$
- частота текущих ремонтов m , 1/год $\mu_{вн} := 0.1$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р}$, ч $T_{р.вн} := 3$

Вероятности отказа элементов схемы

$$\begin{aligned}
 q_{Л1} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.41 \cdot T_{в.Л}}{8760} & q_{Л2} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 2 \cdot T_{в.Л}}{8760} & q_{Л3} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 1 \cdot T_{в.Л}}{8760} & q_{Л4} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 1.6 \cdot T_{в.Л}}{8760} \\
 q_{Л1} &= 7.114 \times 10^{-6} & q_{Л2} &= 3.47 \times 10^{-5} & q_{Л3} &= 1.735 \times 10^{-5} & q_{Л4} &= 2.776 \times 10^{-5} \\
 q_{Л5} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.7 \cdot T_{в.Л}}{8760} & q_{Л6} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.6 \cdot T_{в.Л}}{8760} & q_{Л7} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.17 \cdot T_{в.Л}}{8760} & q_{Л8} &:= \frac{\omega_{Л} \cdot 0.8 \cdot T_{в.Л}}{8760} \\
 q_{Л5} &= 1.215 \times 10^{-5} & q_{Л6} &= 1.041 \times 10^{-5} & q_{Л7} &= 2.95 \times 10^{-6} & q_{Л8} &= 1.388 \times 10^{-5}
 \end{aligned}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёты надёжности сети 10 кВ

$$q_{Л9} := \frac{\omega_{Л} \cdot 0.35 \cdot T_{В.Л}}{8760} \quad q_{Л10} := \frac{\omega_{Л} \cdot 1.9 \cdot T_{В.Л}}{8760}$$

$$q_{Л9} = 6.073 \times 10^{-6} \quad q_{Л10} = 3.297 \times 10^{-5}$$

$$q_{Тр} := \frac{\omega_{Тр} \cdot T_{В.Тр}}{8760} \quad q_{Тр} = 9.132 \times 10^{-5}$$

$$q_{СШ} := \frac{\omega_{СШ} \cdot T_{В.СШ}}{8760} \quad q_{СШ} = 9.589 \times 10^{-5}$$

$$q_{ВН} := \frac{\omega_{ВН} \cdot T_{В.ВН}}{8760} \quad q_{ВН} = 1.027 \times 10^{-5}$$

$$q_{ВСТ} := \frac{\omega_{В} \cdot T_{В.В}}{8760} \quad q_{ВСТ} = 3.653 \times 10^{-6}$$

$$q_{рзШИН} := 0.002$$

$$q_{рзЛИН} := 0.0012$$

$$q_{рзТр} := 0.0012$$

$$\omega_{рзВ} := 0.0012$$

$$q_{В22} := q_{ВСТ} \dots \\ + a_{КЗ} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзШИН}) \cdot (1 - q_{рзЛИН}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л1}) \right] \dots \\ + a_{О.П} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{В22} = 0.00000378$$

$$q_{В23} := q_{ВСТ} \dots \\ + a_{КЗ} \cdot (1 + 0) \cdot \left[1 - (1 - q_{рзШИН}) \cdot (1 - q_{рзЛИН}) \right] \cdot \left[1 - (1 - q_{СШ}) \cdot (1 - q_{Л10}) \right] \dots \\ + a_{О.П} \cdot \frac{\mu_{СШ} + \mu_{Л}}{8760}$$

$$q_{В23} = 3.78 \times 10^{-6}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B22} + q_{Л3} + q_{Л4} + q_{Л5} + q_{Л1} + q_{Л2} \dots \\ + q_{сш} + q_{тр} \cdot 5 + q_{вн} \cdot 5$$

$$q_1 = 7.067 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B22} + q_{Л7} + q_{Л8} + q_{Л9} + q_{Л10} \dots \\ + q_{сш} + q_{тр} \cdot 4 + q_{вн} \cdot 4$$

$$q_2 = 5.619 \times 10^{-4}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B22} := \omega_B + \omega_{рзВ} \cdot \omega_{Л} \cdot (\omega_{сш}) + a_{о.п} \cdot (\mu_{сш} + \mu_{Л}) \quad \omega_{B22} = 0.0051099$$

$$\omega_1 := \omega_{сш} + \omega_{B22} + \omega_{Л} \cdot (5.8) + 5\omega_{тр} + 5\omega_{вн}$$

$$\omega_1 = 0.736$$

$$\omega_2 := \omega_{сш} + \omega_{B22} + \omega_{Л} \cdot (3.2) + 4\omega_{тр} + 4\omega_{вн}$$

$$\omega_2 = 0.492$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + (\omega_1 - \omega_{сш}) \cdot (q_{сш}) + (\omega_2 - \omega_{сш}) \cdot (q_{сш})$$

$$\omega_{сист} = 0.00872$$

Коэффициент

$$K_{гр1} := 1 - e^{-\frac{T_{р.сш}}{T_{в.сш}}} \quad K_{гр1} = 0.51$$

$$K_{гр2} := 1 - e^{-\frac{T_{р.сш}}{T_{в.сш}}} \quad K_{гр2} = 0.51$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{сбезАВР} := q_1 \cdot q_2 + K_{гр1} \cdot \omega_1 \cdot q_2 + K_{гр2} \cdot \omega_2 \cdot q_1$$

$$q_{сбезАВР} = 0.00039$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёты надёжности сети 10 кВ

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{\text{ПС}} := q_{\text{сбезАВФ}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 0.00038909$$

Коэффициент готовности

$$K_{\text{ГС}} := 1 - K_{\text{ПС}}$$

$$K_{\text{ГС}} = 0.99961$$

Время восстановления

$$t_{\text{ВС}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 60}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{ВС}} = 2.68 \quad \text{часов}$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{Р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{Р}} = 12 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{С}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{С}} = 114.6 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 1056 кВт за год

$$W_{\text{нед}} := 1056 \cdot 8760 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 3599.3 \quad \text{кВт*ч}$$

Ограничения мощности

$$P_{\text{огр}} := 1056 K_{\text{ПС}} \quad P_{\text{огр}} = 0.4109 \quad \text{кВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.87 \quad Y_{\text{нед}} = 10330.1 \quad \text{руб}$$