

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

И.о. зав.кафедрой


Н.В. Савина
« 25 » 06 2020

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы внешнего электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун в связи с ростом электрических нагрузок

Исполнитель
студент группы 642-узб


подпись, дата

А.Д. Костылев

Руководитель
профессор, доктор техн.наук


16.06.2020
подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


23.06.2020
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2020

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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 14 » 04 20 20

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Костылева А.Д.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внешнего электроснабжения города Владивосток в районе подстанций Бурун в связи с ростом электрических нагрузок (утверждено приказом от 23.03.20г.№ 657-уч.)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.20г.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта-схема сетей напряжения 110-35 кВ Приморского края с центром питания подстанция Бурун, однолинейная схема 35-220 кВ Приморских электрических сетей, замерные нагрузки подстанций.
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика города Владивосток. 2. Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток. 3. Расчёт электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников. 4. Низковольтное электроснабжение рассматриваемой части города Владивосток. 5. Выбор ТП. 6. Разработка вариантов развития электрической сети 6 кв рассматриваемой части города Владивосток и их анализ. 7. Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города Владивосток. 8. Расчёт токов короткого замыкания. 9. Реконструкция подстанции «Бурун». 10. Проверка сечений кабельных линий на термическую стойкость к токам короткого замыкания. 11. Конструктивное исполнение системы электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток после реконструкции. 12. Релейная защита и автоматика. 13. Оценка надежности системы электроснабжения рассматриваемой части города до и после реконструкции. 14. Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции системы электроснабжения. 15. Компенсация емкостных токов замыкания на землю. 16. Безопасность и экологичность.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Существующая однолинейная схема 110-35 кВ города Владивосток в районе ПС Бурун. 2. Разработка вариантов реконструкции сетей 110-35 кВ города Владивосток в районе ПС Бурун. 3. Сравнение вариантов реконструкции внешнего электроснабжения города Владивосток в

районе ПС Бурун. 4. Сравнение вариантов реконструкции внутреннего электроснабжения города Владивосток в районе ПС Бурун. 5. Микропроцессорная защита Сириус-Т силового трансформатора ПС Бурун. 6. Однолинейная схема ПС Бурун после реконструкции. 7. Молниезащита ПС Бурун после реконструкции. Приложение А Характеристика и анализ потребителей электроэнергии города Владивосток в районе ПС Бурун. Приложение Б Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток. Приложение В Низковольтное электроснабжение, рассматриваемое части города Владивосток. Приложение Г Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города Владивосток. Приложение Д Реконструкция подстанции «Бурун». Приложение Е Конструктивное исполнение системы электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток после реконструкции. Приложение Ж Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции системы электроснабжения.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность доцент, кандидат технических наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания: 14.04.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна
профессор, доктор технических наук.

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

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2020г. Космилев
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 168 с, 132 формулы, 14 рисунков, 22 таблицы, 7 приложений, 37 источников.

ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, НОВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, ПИТАЮЩАЯ СЕТЬ, РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ИЗДЕРЖКИ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, НАГРУЗКА ПОДСТАНЦИИ, ТРАНСФОРМАТОР, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ.

В выпускной квалификационной работе разработаны варианты системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун в связи с ростом электрических нагрузок на напряжении 6 и 110 кВ. Рассмотрено два варианта выполнения распределительных сетей 6 кВ и 2 варианта выполнения питающих сетей в районе ПС Бурун. ПС Бурун по результатам расчётов подлежит расширению, в связи с чем выполнен расчёт токов короткого замыкания в сети 110 кВ и 6 кВ, рассчитано заземление и молниезащита подстанции Бурун. Выполнен расчёт капитальных вложений, издержек и чистого дисконтированного дохода, рентабельности, себестоимости передачи электроэнергии потребителям ПС Бурун после её реконструкции. В разделе безопасность и экологичность приведены меры безопасности при реконструкции ПС Бурун, рассчитан маслоприёмник для силовых трансформаторов.

Полученные результаты расчётов допустимо применять на различных этапах проектирования и реконструкции распределительной электрической сети 110-35 кВ города Владивосток.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Характеристика города Владивосток	11
1.1 Краткое описание города и рассматриваемой его части	11
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии города Владивосток в районе ПС Бурун	13
2 Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток	14
2.1 Источники питания и их анализ	14
2.2 Характеристика схемы электроснабжения рассматриваемой части города и ее анализ	14
2.2.1 Характеристика линий электропередачи и подстанций	15
2.2.2 Загрузка линий электропередачи и подстанций	16
2.3 Направления реконструкции системы электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток	16
3 Расчёт электрических нагрузок вновь вводимых электроприемников	18
4 Низковольтное электроснабжение рассматриваемой части города Владивосток	23
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	23
4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий	23
4.3 Выбор площади сечений и количества линий	23
4.4 Расчет наружного освещения	25
5 Выбор ТП	27
5.1 Расчет электрических нагрузок ТП	27
5.2 Компенсация реактивной мощности	28
5.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП	29
5.4 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение	31
5.5 Определение места расположения ТП	31

6	Разработка вариантов развития электрической сети 6 кв рассматриваемой части города Владивосток и их анализ	32
6.1	Выбор номинального напряжения распределительной сети при реконструкции	32
6.2	Расчет потокораспределения в электрической сети	32
6.3	Выбор кабельных линий напряжением 6 кВ	35
6.4	Определение суммарной нагрузки рассматриваемой части города	37
7	Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города Владивосток	39
7.1	Выбор номинального напряжения питающих линий	39
7.2	Выбор марки и сечения питающих линий, их конструктивное исполнение	46
7.3	Выбор числа и мощности трансформаторов питающей подстанции при реконструкции	48
8	Расчёт токов короткого замыкания	51
8.1	Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции Бурун	51
8.2	Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 6 кВ	57
9	Реконструкция подстанции «Бурун»	60
9.1	Разработка схемы и конструкции подстанции Бурун	60
9.2	Выбор и проверка оборудования ВН	61
9.2.1	Выбор и проверка гибкой ошиновки 110 кВ	61
9.2.2	Выбор и проверка выключателей 110 кВ	63
9.2.3	Выбор и проверка разъединителей 110 кВ.....	66
9.2.4	Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ	67
9.2.5	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ.....	69
9.2.6	Проверка аппаратуры связи	70
9.2.7	Проверка ограничителей перенапряжений 110 кВ.....	70
9.3	Выбор и проверка оборудования НН	72
9.3.1	Выбор и проверка жесткой ошиновки 6 кВ	72
9.3.2	Выбор и проверка выключателей 6 кВ	74

9.3.3	Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ	77
9.3.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ	78
9.3.5	Проверка токоограничивающих реакторов 6 кВ	79
9.3.6	Проверка ограничителей перенапряжений 6 кВ	79
9.3.7	Выбор и проверка изоляторов 6 кВ	80
9.3.8	Выбор и проверка ячеек КРУ 6 кВ	80
9.3.9	Выбор и проверка выключателей нагрузки в распределительной сети 6 кВ	81
9.3.10	Выбор и проверка предохранителей в распределительной сети 6 кВ	82
9.4	Заземление и молниезащита подстанции «Бурун»	82
10	Проверка сечений кабельных линий на термическую стойкость к токам короткого замыкания	89
11	Конструктивное исполнение системы электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток после реконструкции	91
12	Релейная защита и автоматика	94
12.1	Релейная защита силового трансформатора на ПС Бурун	94
12.1.1	Дифференциальная защита	94
12.1.2	Максимальная токовая защита	98
12.1.3	Защита от перегрузки	99
12.2	Релейная защита кабелей 6 кВ	102
12.2.1	Максимальная токовая защита	102
12.2.2	Токовая отсечка без выдержки времени	104
12.2.3	Защита от однофазных замыканий на землю	105
12.3	Автоматика	107
13	Оценка надежности системы электроснабжения рассматриваемой части города до и после реконструкции	108
14	Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции системы электроснабжения	114
14.1	Капитальные вложения	114

Приложение Е Конструктивное исполнение системы электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток после реконструкции	164
Приложение Ж Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции системы электроснабжения	166

ВВЕДЕНИЕ

Актуальной работы заключается в том, что непрерывное развитие города Владивосток как столицы Приморского края обуславливает растущие темпы строительства жилых и общественных зданий в городе Владивосток. Подключения новых объектов строительства к централизованному электроснабжению осуществляется посредством выполнения договоров на технологическое присоединение к питающим подстанциям города Владивосток.

Целью работы является реконструкция системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун в связи с ростом электрических нагрузок.

Объект реконструкции – ПС Бурун в городе Владивосток.

В ходе выполнения работы решены следующие задачи:

- сбор и анализ исходной информации для расчётов по сети 6-110 кВ города Владивосток;
- анализ контрольных замеров и определение загруженности существующей сети 35-110 кВ города Владивосток;
- разработка вариантов реконструкции сети 110 кВ города Владивосток;
- разработка вариантов выполнения сети 6 кВ города Владивосток для новых потребителей;
- выбор основных характеристик оборудования для реализации каждого варианта;
- расчет токов короткого замыкания;
- определение оптимального варианта развития сети 6 и 110 кВ;
- оценка экономической эффективности предлагаемого варианта реконструкции.

На ПС Бурун производится проверка загруженности силового трансформатора после подключения дополнительной нагрузки жилых комплексов для

обеспечения надежного и качественного электроснабжения потребителей. Строительство новых жилых комплексов обосновывает актуальность для развития питающих сетей 110 кВ города Владивосток.

В ходе работы проведен анализ существующих нагрузок с использованием данных контрольных замеров и схем перспективного развития города Владивосток, предложены варианты развития сети 110 кВ города Владивосток, по технико-экономическому сравнению принят оптимальный вариант, определена его экономическая целесообразность, выбрано и проверено основное оборудование на ПС Бурун, определена молниезащита ПС Бурун, в разделе безопасность и экологичность перечислены меры безопасности при проведении реконструкции ПС Бурун, рассчитан маслоприёмник для силовых трансформаторов ПС Бурун.

При проведении расчётов и оформлении их результатов использовались программные средства на базе персонального компьютерного терминала с операционной системой Windows 10:

- оформление пояснительной записки выполнено в MS Office Word 14, MS Office Excel 14;
- оформление графической части выполнено в MS Office Visio 14;
- расчёты выполнены MS Office Excel 14.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА ВЛАДИВОСТОК

1.1 Краткое описание города и рассматриваемой его части

В административном отношении рассматриваемый район проектирования находится на территории Советского и Первореченского района города Владивостока Приморского края. Протяженность данного района составляет 4741 м. Общее направление проектируемого участка юго-восточное, [9].

Дорожная сеть представлена грунтовыми и асфальтовыми дорогами с интенсивным движением автотранспорта.

В отношении месторасположения потребителей электроэнергии по территории города Владивосток в районе ПС Бурун следует выделить территорию, плотно занятой городской застройкой, с развитой сетью наземных и подземных инженерных коммуникаций. В рельефном отношении район город Владивосток в районе ПС Бурун представляет собой холмистую местность с участками горного и равнинного рельефа.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Район ПС Бурун расположен на крайнем юге Арсеньевского региона второго порядка (схема инженерно-геологического районирования Дальнего Востока). Регион характеризуется сочетанием низкогорных денудационно-эрозионных грядовых хребтов северо-восточного и субмеридионального простирания с участками холмисто-увалистых предгорий, [9].

Гидрографическая сеть исследуемого района представлена рекой Первая речка, протекающими по территории г. Владивостока. Направление речной долины не связано с геологическим строением, а совпадает с кратчайшим расстоянием от пограничного водораздела до берега Амурского залива. Река мелководная, долина их имеют корытообразный профиль и сходный гидрологический режим. Пойма реки в большинстве случаев развита слабо с шириной, не превышающей 50 м. Питание рек паводковое.

Климат Приморского края муссонный. Зимой преобладают северные, северо-западные ветры – континентальный зимний муссон, для которого характерны низкие температуры и малая влажность воздуха.

Летом возникает устойчивый муссон юго-восточного направления, приносящий с собой много тепла и влаги.

В связи с такими контрастными воздействиями воздушных масс значения температур и других метеорологических элементов имеют значительные амплитуды колебаний. Среднегодовая температура воздуха района положительная и составляет 4,0 С.

Самым холодным месяцем является январь, средняя месячная температура по многолетним данным составляет (-14,4 С), абсолютный минимум – (-31 С).

Наиболее теплые месяцы – июль, август со среднемесячными температурами воздуха, соответственно, +17,5 и +20,0 С. Абсолютный максимум приходится на август и составляет +36 С. Средняя дата первого заморозка – 11 ноября, последнего – 28 марта. Средняя продолжительность безморозного периода 137 суток. Годовая сумма осадков составляет 742 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в летнее время (максимум в августе), наименьшее – в зимний период (январь). Преобладающее направление ветра в течение всего года – северное с повторяемостью до 70% и юго-восточное с повторяемостью до 25%. Скоростной напор ветра составляет 55 кг/м². Снежный покров устанавливается в ноябре, разрушается в марте-апреле. Вес снежного покрова горизонтальной поверхности – 0,70 МПа. Глубина промерзания грунтов под снегом и под оголенной поверхностью составляет 1,41 м. Расчетная зимняя температура наружного воздуха - 25 градусов. Относительная влажность воздуха средняя самого холодного месяца в 13 часов – 62% , самого жаркого месяца в 7 часов 87%, в 13 часов 84%.

Степень сейсмической опасности района проектируемых работ составляет по картам ОСР-97-А; В – 6 баллов, по карте ОСР-97-С – 7 баллов (СНиП II-7-

81*). Грунты развитые, имеют II категорию по сейсмическим свойствам. Сейсмичность площадок строительства с учетом категорий грунтов по сейсмическим свойствам соответствует 6 баллам (ОСР-97-А; В) и 7 баллам (ОСР-97-С).

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии города Владивосток в районе ПС Бурун

Для выполнения оптимального проекта по реконструкции электрической сети требуется наличие развернутого набора данных по потребителям электроэнергии. Для поиска информации по строящимся объектам был выполнен анализ информации и проектных деклараций, размещенных на сайтах застройщиков в сети интернет [12], составлена карта новостроек города Владивосток в районе расположения ПС Бурун, рисунок 1. По данным портала по технологическому присоединению АО ДРСК, был отмечен резерв или дефицит подключаемой мощности нагрузки для ближайших ПС. При составлении карты новостроек было учтено текущее состояние строительства на 2020 год, расположение жилищных комплексов (ЖК), социальная обстановка в городе Владивосток, влияющая на темпы и возможность строительства новых ЖК.

Из рисунка А.1 видно, ближайшие ЖК к ПС Бурун – Антарес, Каспийская 5, Эко квартал, Life, Залесная горка, Лесной квартал-2.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА ВЛАДИВОСТОК

2.1 Источники питания и их анализ

Источниками питания район подключения ПС Бурун являются две ТЭЦ – Артемовская, Восточная и одна питающая ПС – Волна 220/110/6 кВ. Артемовская ТЭЦ установленной мощностью 4х турбогенераторов 400 МВт выдаёт мощность в сеть посредством одинарной трансформации до 220 и 110 кВ, на напряжение 35 кВ посредством двойной трансформации. АТЭЦ в эксплуатации с 1936 года. Восточная ТЭЦ установленной мощностью 3х газотурбинных установок 139,5 МВт выдаёт мощность в сеть посредством одинарной трансформации до 110 кВ, в эксплуатации с 2018 года. ПС Волна напряжением 220/110 кВ выполняет транзит мощности на напряжении 220 кВ, осуществляет передачу мощности из сетей ПАО «Россети ФСК ЕЭС» в распределительные сети 110 кВ АО «ДРСК». ПС Волна регулярно модернизируется, за 2019 год выполнена модернизация шкафов релейной защиты и автоматики, КРУН 6 кВ. Схемы источников питания показаны на рисунках Б.1 – Б.3, характеристика РУ и оборудования дана в таблице Б.1.

2.2 Характеристика схемы электроснабжения рассматриваемой части города и ее анализ

ПС Бурун расположена в районе плотной городской застройки улицы Кирова, на ПС есть напряжения 110, 35, 6 кВ. РУ – 110 кВ выполнено по типовой схеме – мостик с выключателями в цепях линий без ремонтной перемычки, РУ – 35 кВ выполнено по не типовой схеме – одна секционированная разъединителем система шин. РУ – 6 кВ выполнено по типовой схеме, включает в себя две системы шин и четыре секции шин и, между собой секционированных выключателями в комбинации сш1 – сш2 и сш3 – сш4, к выводам 6 кВ трехобмоточных трансформаторов подключены токоограничивающие сдвоенные реакторы 6 кВ. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора 110/35/10 кВ номинальной мощностью 40 МВА каждый.

2.2.1 Характеристика линий электропередачи и подстанций

Рассматриваемая сеть по территориальной принадлежности относится к южному району Приморских электрических сетей. Номинальные напряжения сети – 220, 110, 35, 10, 6, 0,4 кВ.

Карта схема Южного района Приморского края приведена на рисунке Б.4 и на листе № 1 графической части проекта.

Электрические сети 110-35 кВ Южного района Приморского края выполнены проводами воздушных линий электропередач АС – 70/11, АС – 95/16, АС – 120/19, АС – 150/24, АС – 185/29, АС – 240/32, АС – 330/39, М – 50/9, а также кабельными линиями с кабелями марки АПвПу2г (1х800), АПвПу2г (1х630), АП-пШВ 3х150.

Степень износа электрических сетей 110 – 35 кВ в отсутствии информации об проведенных ремонтах и модернизациях в данной ВКР определяется на основе данных о принятии ВЛ и КЛ в эксплуатацию. Норма эксплуатации линий на металлических опорах соответствует периоду 50 лет, для железобетонных опор данный срок составляет 40 лет, для кабельных линий 30 лет таким образом дата ввода ВЛ на металлических опорах с допустимым сроком эксплуатации должна быть не позднее 1970 года, для ВЛ на железобетонных опорах не позднее 1980 года, для КЛ не позднее 1990 года. Характеристика ВЛ 110-35 кВ Южного района Приморского края приведена в таблице Б.2.

По данным таблицы Б.2 видно, что ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник и ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая выработали свой нормативный срок эксплуатации. Кроме того по таблице 3 указываются несколько сроков ввода участков ВЛ без обозначения номеров опор таких участков, поэтому выводы о целесообразности реконструкции таких ВЛ сделаны по более поздней дате.

Анализ схем распределительных устройств ПС в Южном районе Приморского края указаны в таблице Б.3. Анализ схем распределительных устройств высокого напряжения подстанций позволяет определить перспективы развития сетей и сделать вывод о направлении развития сетей.

2.2.2 Загрузка линий электропередачи и подстанций

Загрузка ЛЭП 35-110 кВ Южного района Приморского края приведены в таблице Б.4. Из таблицы Б.4 видно, что линия 110 кВ Волна – Чайка сильно загружена в нормальном режиме летом, а также линия 110 кВ Чайка – Спутник, линия 35 кВ Академическая - Ипподром и линия 35 кВ Академическая – Бурун.

Загрузка ПС Южной части Приморского края с учётом контрольного замера на 2019 год приведена в таблице Б.5. Критерием перегрузки является превышение 140%.

Коэффициент загрузки трансформаторов ПС Академическая и ПС Спутник превышает 140% в послеаварийном режиме в часы максимума нагрузок. В дальнейшем в ВКР будет проверена ПС Бурун на необходимость замены силовых трансформаторов на более мощные 63 МВА. Учёт перспективной нагрузки ПС Бурун и линий, её питающих будет проведён на основании расчётов нагрузок жилых районов города Владивосток по близости от ПС Бурун.

2.3 Направления реконструкции системы электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток

На период 2020-2025 год в рассматриваемой части города Владивосток различными застройщиками планируется повсеместный ввод в эксплуатацию дополнительной нагрузки жилых комплексов в рамках улучшения социально-экономического состояния города Владивосток. В этой связи в данной ВКР среди возможных направлений реконструкции внешнего электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток предлагается провести увеличение номинального напряжения на участке ВЛ-35 кВ Бурун-Академическая-Ипподром-Седанка до номинальной величины 110 кВ. При реконструкции ВЛ 35 кВ изменение габаритов существующей ВЛ-35 кВ Бурун-Академическая-Ипподром-Седанка не позволяет провести сооружение ВЛ-110 кВ, поэтому стоит вопрос о новом строительстве КЛ-110 кВ внешнего электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток. Строительстве КЛ-110 кВ в городских условиях сопряжено с большими денежными и временными затратами на отведение земель под

строительство, реализацию межевых планов, согласительные процедуры с различными ведомствами и управлениями. В качестве альтернативы с более коротким сроком реализации предлагается вариант перевода участка ВЛ-35 кВ Бурун-Академическая на напряжение 110 кВ без потери актуальности ВКР, так как направление жилой застройки новыми домами присутствует по близости от ПС Академическая. В таком случае ВЛ 35 кВ Академическая-Ипподром-Седанка не подвергается реконструкции или реконструкция проводится вторым этапом в рамках развития сетей 110 кВ рассматриваемого района реконструкции города Владивосток.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ВНОВЬ ВВОДИМЫХ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

В данном разделе опираясь на нормативные документы [рд] проводятся расчёты электрических нагрузок абонентов, планируемых к вводу в эксплуатацию.

Передача и распределение электрической энергии потребителям г. Владивостока осуществляется муниципальным унитарным предприятием Владивостока «Владивостокское предприятие электрических сетей» (МУВП ВПЭС). Подключение новых абонентов к электрическим сетям 6-0,4 кВ города Владивосток осуществляется посредством подачи заявки на технологическое присоединение в МУВП ВПЭС, МУВП ВПЭС в порядке выполнения такой заявки обращается в АО ДРСК для согласования увеличения резервируемой мощности на питающих ПС 110-35/6 кВ города Владивосток.

Существующие абоненты в виде жилых домов и иных объектов коммунально-бытового сектора городского электропотребления в расчётах данного раздела не рассматриваются, так как выданные технические условия на подключение данных абонентов реализованы, по новым заявкам информация отсутствует.

На рисунке 1 показаны ближайшие ЖК к ПС Бурун Антарес, Каспийская 5, Эко квартал, Life, Лесной квартал-2, Залесная горка, Зеленый берег, нагрузку которых предстоит рассчитать в данном разделе.

Расчётные нагрузки для объектов ЖК в целом должны рассчитываться в соответствии с требованиями [СП]. Расчётные нагрузки для объектов ЖК укрупненно должны рассчитываться в соответствии с требованиями [РД].

Для ЖК Антарес оправдано предусмотреть сооружение отдельной двухтрансформаторной КТП совместно с РП. Данное решение использовать РП позволит:

- вне зависимости от выданных ранее технических условий для МУВП ВПЭС подключить новую КТП к ПС Бурун;

- обеспечить возможность подключения новых ЖК восточнее ПС Бурун без существенного расширения РУНН ПС Бурун;

- за счёт использования секции шин РП обеспечить источник питания для новых КТП.

Расчёт нагрузок на вводе в КТП-6/0,4 кВ для питания ЖК Антарес выполняется по порядку [30]. Экспликация жилого комплекса составляется на основе данных проектной декларации застройщика, при этом ЖК включает в себя:

- 156 квартир площадью от 37 до 78 м²;
- помещение под продовольственный магазин 127 м²;
- помещение под непродовольственный магазин 261 м²;
- грузовой лифт 5 кВт и пассажирский лифт 3,5 кВт;
- насосы подъёма воды 4 шт по 4 кВт.

На рисунке 1 показаны точки привидения нагрузки к ВРУ-0,4 кВ многоквартирного жилого дома по методике расчёта [30].

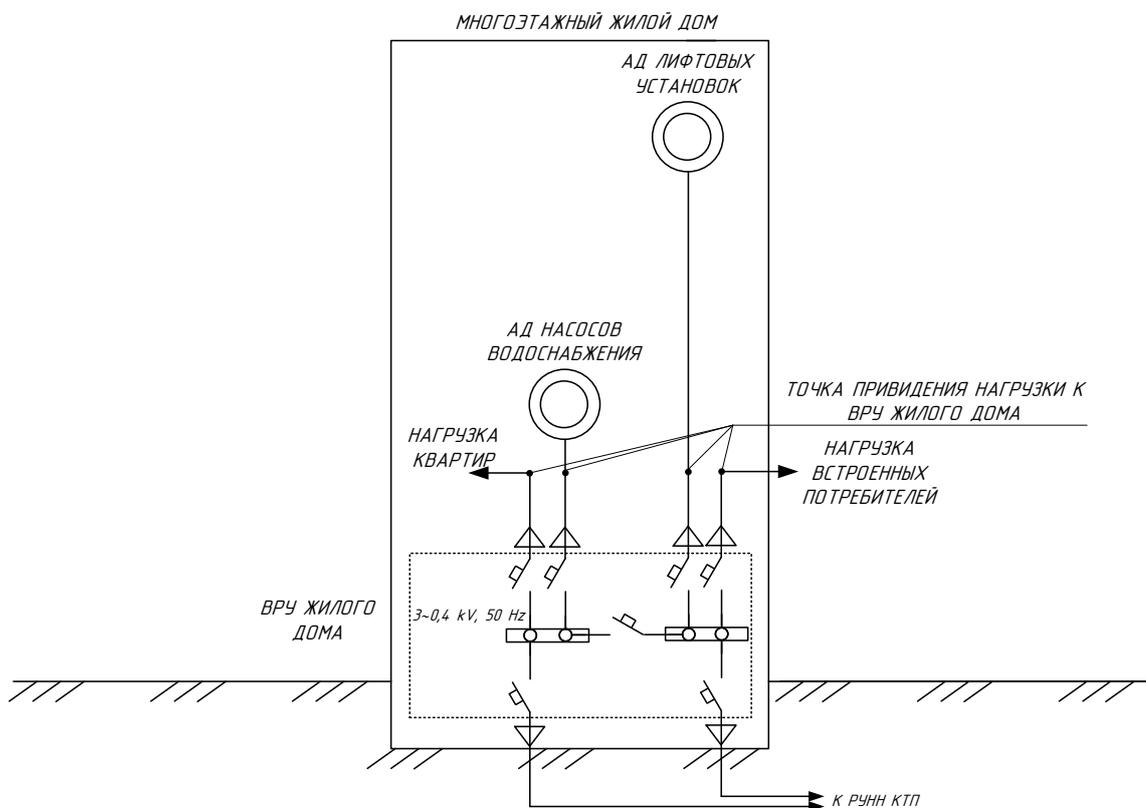


Рисунок 1 – Нагрузка потребителей ЖК Антарес

При составлении документа [30] были учтены и проанализированы данные автоматизированных систем учёта электроэнергии в многоквартирных домах за

длительный период времени. Для репрезентативной выборки при статистической обработке результатов были получены данные по мощности на вводе многоквартирного дома, далее проанализирован состав квартир, их количество и вычислены удельные показатели на одну квартиру площадью от 30 до 70 м².

Для расчёта актуальных нагрузок на вводе 0,4 кВ КТП [30] определяется нагрузка квартир по формуле:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n, \quad (1)$$

$$P_{кв} = 1,43 \cdot 153 = 218,8 \text{ кВт},$$

где $p_{кв.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка квартир с электрическим пищевым приготовлением, принимаемая с учётом интерполирования данных для числа квартир 153 при диапазоне квартир от 100 до 200 в соответствии с таблицей 6.1 [30], 1,43 кВт/кв;

n – количество квартир, 153.

Нагрузка встроенных магазинов определяется по аналогичной формуле с учётом нагрузки на единицу площади:

$$P_{маг} = p_{маг.уд} \cdot S, \quad (2)$$

$$P_{маг} = 0,25 \cdot 127 + 0,16 \cdot 261 = 73,5 \text{ кВт},$$

где $p_{маг.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка магазинов, принимаемая с учётом вида продаваемых товаров, для непродовольственных товаров 0,16 кВт/м², для продовольственных товаров 0,25 кВт/м²;

S – площадь, 261 и 127 м² соответственно.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_C , кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле

$$P_C = P_{P.L.} + P_{CT.Y.}, \quad (3)$$

где $P_{P.L.}$ – мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{CT.Y.}$ – мощность санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по формуле:

$$P_{Л} = k'_C \cdot \sum_1^{n_{Л}} P_{ni}, \quad (4)$$

$$P_{Л} = 0,9 \cdot (5 + 3,5) = 7,65 \text{ кВт},$$

где k'_C – коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов, в соответствии с таблицей 6.4 [30];

$n_{Л}$ – количество лифтовых установок;

P_{ni} – установленная мощность электродвигателя грузового и пассажирского лифта, кВт.

Мощность санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{CT.Y.} = k''_C \cdot \sum_1^n p_{CT.Y.}, \quad (5)$$

$$P_{CT.Y.} = 0,85 \cdot 4 \cdot 4 = 13,6 \text{ кВт},$$

где k''_C – коэффициент спроса электродвигателей санитарно-технических устройств в соответствии с таблицей 2.1.3 [30];

n – количество санитарно-технических устройств;

$p_{CT.Y.}$ – установленная мощность санитарно-технических устройств.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{P.Ж.Д.}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{P.Ж.Д} = P_{KB} + k_{УС} \cdot (P_{Л.} + P_{СТ.У.}) + k_{УМаг} \cdot P_{Маг}, \quad (6)$$

$$P_{P.Ж.Д} = 218,8 + 0,9 \cdot (7,65 + 13,6) + 0,6 \cdot 73,5 = 282 \text{ кВт},$$

где $k_{УС}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, 0,9.

$k_{УС}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки встроенных электроприемников, для магазинов 0,6.

Расчетная реактивная мощность жилых домов, квар:

$$Q_{Ж.Д.} = P_{P.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (7)$$

$$Q_{Ж.Д.} = 218,8 \cdot 0,2 + 13,6 \cdot 0,75 + 7,65 \cdot 1,17 + 32,5 \cdot 0,6 = 107,7,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, для каждого потребителя по таблице 6.12 [30].

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЧАСТИ ГОРОДА ВЛАДИВОСТОК

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

В условиях возводимого ЖК Антарес перепады высот, характерные для города Владивосток приведены в соответствие зоне III, отметки перепада при этом 52.78 – 51.83. Трасса прохождения КЛ-0,4 кВ от КТП (цифра 4) до ВРУ ЖК (цифра 1) показана сплошной линией, рисунок В.1. Жилые дома этажностью от 9 при наличии лифтов относятся к 2 категории по надёжности электроснабжения, поэтому используется двухлучевая схема подключения к разным секциям шин 0,4 кВ КТП. В одной траншее прокладываются 2 четырёхжильных кабеля на расстоянии 200 мм между кабелями.

4.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

Расчетная нагрузка на участке линии от КТП до ВРУ жилого дома равна нагрузке ЖК Антарес, рассчитанной ранее в разделе 3:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{РЖД}^2 + Q_{ЖД}^2}, \quad (8)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{282^2 + 107,7^2} = 302 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

4.3 Выбор площади сечений и количества линий

Расчетный ток в нормальном режиме, протекающий по участку сети, $I_{РАСЧ}$, А, определяется по следующей формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{РАСЧ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n}, \quad (9)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{302}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 218 \text{ А},$$

где $S_{РАСЧ}$ – расчетная мощность на участке сети, кВт·А;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение КЛ, кВ;

n – количество параллельно проложенных кабелей в одной траншее,

для двухлучевой схемы питания количество цепей 2.

Используется кабель марки АВВГнг-LS-4х120:

1. Токопроводящая жила- алюминиевая;

2. Изоляция и оболочка - из поливинилхлоридного пластика.

3. Броня отсутствует.

4. Не распространяющие горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением

По расчетному току по справочным данным [13] выбирается стандартное сечение токопроводящих жил, соответствующее ближайшему длительно допустимому току, с учетом условий прокладки кабелей согласно следующему условию.

$$I_{РАСЧ} \leq I_{ДОП} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (10)$$

$$218 \leq 289 \cdot 0,9 \cdot 1,3,$$

$$218 \leq 339,$$

где K_1 – поправочный коэффициент, зависящий от условий прокладки и температуры окружающей среды. Так при фактической температуре среды ниже минус 5 °С и длительно допустимой температуре жил кабеля равной 60 °С коэффициент K_1 согласно [13] будет $K_1 = 1,3$;

K_2 – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно проложенных рядом кабелей в одной траншее в зависимости от расстояния между соседними кабелями. Если в одной траншее проложено 2 кабеля и расстояние между ними 200 мм, то, согласно [13] $K_2 = 0,9$.

Выбранное, таким образом, сечение КЛ, работающей в нормальном режиме, должно быть проверено по условию перегрузки в послеаварийном или утяжеленном режиме работы:

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{S_{\text{РАСЧ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{302}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 436 \text{ А},$$

$$I_{\text{п/ав}} \leq I_{\text{ДОП}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{\text{ПЕРЕГР}}, \quad (11)$$

$$436 \leq 289 \cdot 0,9 \cdot 1,3 \cdot 1,3,$$

$$436 \leq 441 \text{ А},$$

где $K_{\text{ПЕРЕГР}}$ – коэффициент перегрузки кабельной линии по току. При отключении одной цепи двухцепной КЛ или при отключении одного из головных участков в петлевой схеме электроснабжения, оставшуюся в работе КЛ допускается перегружать, согласно [13], при коэффициенте предварительной загрузки 0,6 и длительности времени перегрузки 1 час на 30 %, то есть $K_{\text{ПЕРЕГР}} = 1,3$.

Выбранное сечение кабеля проходит по условиям проверки.

4.4 Расчет наружного освещения

Расчетная нагрузка сетей наружного освещения определяется с учетом характера освещаемой территории.

Удельная мощность освещения относимая к 1 м² освещаемой территории $P_{\text{ОС}}$, кВт/м², определяется по следующей формуле:

$$P_{OC} = (P_{Л} + \Delta P_{ПРА}) \cdot \frac{m \cdot M}{l \cdot b}, \quad (12)$$

где $P_{Л}$ – номинальная мощность ламп, используемых в светильниках, кВт;

$\Delta P_{ПРА}$ – потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре при использовании газоразрядных ламп, кВт;

M – количество рядов светильников;

b – ширина проезжей части или освещаемой территории, м;

l – расстояние между соседними светильниками в ряду, м;

m – количество светильников в одном ряду.

Мощность установки, используемой для освещения, определяется по формуле:

$$P_{уст} = P_{OC} \cdot F, \quad (13)$$

где F – площадь освещаемой территории, м².

Так удельная мощность освещения, относимая к 1 м² освещаемой территории внутреннего двора равна

$$P_{OC} = 0,5 \cdot \frac{3 \cdot 2}{30 \cdot 80} = 0,0013 \text{ кВт/м}^2.$$

Мощность установки, используемой для освещения:

$$P_{уст} = 0,0013 \cdot 6400 = 8 \text{ кВт}.$$

Так как уличное освещение подключено к шинам 0,4 кВ, то рассчитанная мощность освещения необходима для определения суммарной нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП.

5 ВЫБОР ТП

5.1 Расчет электрических нагрузок ТП

Так как проектируемая КТП на начальном этапе предусмотрена для питания ЖК Антарес, то нагрузка ЖК равна нагрузке КТП с учётом нагрузки уличного освещения.

Полная расчетная нагрузка, подключенная к шинам 0,4 кВ ТП определяется как среднеквадратичное значение между активной и реактивной нагрузками:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{(P_{уст} + P_{РЖД})^2 + Q_{жд}^2}, \quad (14)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{(282+8)^2 + 107,7^2} = 306 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Расчётные нагрузки для объектов ЖК Каспийская 5, Экоквартал, Life, Лесной квартал-2, Залесная горка, Зеленый берег укрупненно рассчитываются в соответствии с требованиями [30].

Для ЖК Каспийская 5 нагрузка на стороне 0,4 кВ ТП определяется по формуле с учетом коэффициента мощности 0,43 [30]:

$$P_p = S_{жил} \cdot P_{уджил} + S_{общ} \cdot P_{удобщ}, \quad (15)$$

$$P_p = 29800 \cdot 21,8/1000 + 8940 \cdot 6/1000 = 703 \text{ кВт},$$

где $P_{уджил}$ - удельная электрическая нагрузка жилых зданий, 21,8 Вт/м²;

$P_{удобщ}$ - удельная электрическая нагрузка общественных зданий, 6 Вт/м²;

$S_{жил}$ - площадь жилых помещений ЖК Каспийская 5 по проектной декларации ЖК [12];

$S_{\text{общ}}$ площадь общественных зданий ЖК Каспийская 5 по проектной декларации ЖК [12].

Расчетная реактивная мощность ЖК Каспийская 5, квар:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi ,$$

$$Q_{\text{ж.д.}} = 703 \cdot 0,43 = 302 ,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, для ЖК по таблице 6.12 [30].

Составляется таблица В.1 нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП новых ЖК.

5.2 Компенсация реактивной мощности

Для каждой ТП определяется $\operatorname{tg} \varphi$ по формуле для ТП Антарес:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{p.\text{ТП}}}{P_{p.\text{ТП}}} , \quad (16)$$

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{107,7}{290} = 0,37.$$

В соответствии с приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», предельно-допустимая величина для шин 0,4 кВ - $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} = 0,35$, [20].

Требуемая мощность КУ для ТП Антарес, квар:

$$Q_{\text{треб.ТП}} = Q_{p.\text{ТП}} - P_{p.\text{ТП}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} , \quad (17)$$

$$Q_{\text{треб.ТП}} = 107,7 - 290 \cdot 0,35 = 6,2 .$$

Величина реактивная мощности для компенсации на ТП незначительна и не оправдывает затрат на установку батарей конденсаторов, компенсация не проводится.

Для остальных ТП расчёт приведён в таблице В.2.

5.3 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП

Мощность трансформаторов ТП для питания ЖК Антарес принимается в соответствии с условием:

$$S_{\text{ТР.НОМ}} \geq S_{\text{ТР.РАСЧ}}, \quad (18)$$

где $S_{\text{ТР.НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$S_{\text{ТР.РАСЧ}}$ – расчетная мощность трансформатора, кВА.

Расчетная мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{ТР.РАСЧ}} = \frac{S_{\Sigma}}{N_{\text{ТР}} \cdot K_3}, \quad (19)$$

$$S_{\text{ТР.РАСЧ}} = \frac{\sqrt{290^2 + 107,7^2}}{2 \cdot 0,7} = 219 \text{ кВА},$$

где S_{Σ} - суммарная мощность нагрузки, подключенной к шинам 0,4 кВ ТП, кВА;

$N_{\text{ТР}}$ – количество трансформаторов, установленных на ТП;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов.

При установке на ТП двух трансформаторов $K_3 = 0,7$.

Устанавливаются трансформаторы мощностью 250 кВА ТМГ-250/6.

После выбора силового трансформатора производится проверка коэффициента загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Коэффициент загрузки трансформатора в нормальном и режиме работы определяется по формуле:

$$K_{з.НОРМ} = \frac{S_{\Sigma}}{N_{ТР} \cdot S_{ТР.НОМ}}, \quad (20)$$

$$K_{з.НОРМ} = \frac{306}{2 \cdot 250} = 0,61,$$

В послеаварийном режиме работы вся нагрузка подключена к одному трансформатору и тогда коэффициент загрузки в послеаварийном режиме работы будет определяться по следующей формуле:

$$K_{з.П/АВ} = \frac{S_{\Sigma}}{N_{ТР.П/АВ} \cdot S_{ТР.НОМ}}, \quad (21)$$

$$K_{з.П/АВ} = \frac{306}{1 \cdot 250} = 1,22,$$

где $N_{ТР.П/АВ}$ – количество трансформаторов, оставшихся в работе в послеаварийном режиме.

Перегрузка трансформатора в послеаварийном режиме работы допускается до 140 %. Таким образом, коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы должен быть не более 1,4.

Окончательно к установке на ТП принимаются два трехфазных, двухобмоточных, масляных герметичных силовых трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла типа ТМГ-250/6, таблица В.3.

5.4 Выбор типа ТП и конструктивное исполнение

Выбираются городские комплектные двухтрансформаторные КТПГ с секционированием выключателем нагрузки по стороне ВН и автоматическим выключателем по стороне НН, рисунок В.2. КТПГ целесообразно использовать в условиях городской застройки благодаря их размерам и удобству монтажа, [15].

5.5 Определение места расположения ТП

ТП удобнее обслуживать в близости от проездов внутри кварталов. При размещении подстанций учитывается очередность строительства отдельных объектов и перспективный рост нагрузок. Также необходимо учитывать удобство погрузочных работ при установке КТПГ, доставке и монтаже, поэтому расположение КТПГ вблизи проездов при достаточности места для работы погрузчиков является преимуществом перед расположением КТПГ внутри дворовых территорий вблизи парковок.

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6 КВ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЧАСТИ ГОРОДА ВЛАДИВОСТОК И ИХ АНАЛИЗ

6.1 Выбор номинального напряжения распределительной сети при реконструкции

Для проектируемых городских распределительных сетей напряжением 6-10 кВ приоритетным уровнем напряжения является уровень 10 кВ. В данном случае стремление к использованию более высокого уровня напряжения 10 кВ обусловлено меньшим объёмом потерь электроэнергии относительно напряжения 6 кВ. Для рассматриваемого района города Владивостока характерно наличие центров питания с напряжением стороны НН 6 кВ. В ближайшую перспективу до 2025 года нет данных о намерениях МУВП ВПЭС провести реконструкцию сетей 6 кВ с переводом распределительных сетей на уровень напряжения 10 кВ. При строительстве новых распределительных сетей посредством АО ДРСК и подключениям к центрам питания АО ДРСК для обеспечения напряжения 10 кВ в распределительных сетях потребуются применения трансформаторов связи 6/10 кВ. Затраты на сооружения КТП связи в локальном масштабе выбранного района города Владивосток будут иметь длительную окупаемость, по сравнению с экономическим эффектом от использования напряжения сетей 10 кВ. КТП связи требуется сооружать в достаточном количестве для резервирования сетей на ближайшие центры питания. Таким образом, руководствуясь уровнем напряжения приближенного центра питания ПС Бурун к планируемой застройке выбирается напряжение 6 кВ.

6.2 Расчет потокораспределения в электрической сети

Для расчёта распределения потоков используем выбранные сечения кабельных линий каждого варианта, таблица В.4. Составляется граф сети каждого варианта, рисунок В.3-В.4.

Распределение потоков мощности по сети 6 кВ находится по данным начала, [2]. Потери мощности в КЛ-6 кВ находятся как, кВт:

$$\Delta P_{вл} = \frac{1}{N_{\text{ц}}} \cdot \frac{(P^2 + Q^2) \cdot r_{\text{уд}} \cdot L}{1000 \cdot U_H^2}, \quad (22)$$

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

U_H - номинальное напряжение сети, 6 кВ;

$N_{\text{ц}}$ - число цепей, КЛ двухцепные, $N_{\text{ц}} = 2$.

Начинаем расчёт с последнего участка 3 варианта 1. Поток мощности в конце участка 3 равен нагрузке ТП 7:

$$P_{3\text{кон}} = P_7,$$

$$P_{3\text{кон}} = 610,1 \text{ кВт},$$

Потери мощности на участке 3 линии 6 кВ (до ТП-7):

$$\Delta P_3 = \frac{1}{2} \cdot \frac{(610,1^2 + 262,3^2) \cdot 0,32 \cdot 0,1}{1000 \cdot 6^2} = 0,4 \text{ кВт},$$

Поток мощности в начале участка 3 определяется как:

$$P_{3\text{нач}} = \Delta P_3 + P_{3\text{кон}}, \quad (23)$$

$$P_{3\text{нач}} = 610,1 + 0,4 = 610,5 \text{ кВт},$$

Поток мощности в конце участка 2 определяется как:

$$P_{2\text{кон}} = P_{3\text{нач}} + P_2 \quad (24)$$

$$P_{2\text{кон}} = 610,5 + 703,3 = 1313,8 \text{ кВт}.$$

Реактивные потоки мощности определяются аналогично, используя первый закон Кирхгофа, [2].

Потеря напряжения на каждом участке определяется по формуле, [13], кВ:

$$\Delta U_{\text{ТП7}} = \frac{P_3 \cdot r_{\text{уд}} \cdot L_{27} + Q_3 \cdot x_{\text{уд}} \cdot L_{27}}{U_{\text{ИП}}}, \quad (25)$$

где L_{27} – длина КЛ на участке 27 графа сети, км:

P_3, Q_3 – активный и реактивный поток мощности в начале участка 3 графа сети, находится в результате расчёта потокораспределения, кВт, кВар;

$U_{\text{ИП}}$ – 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 КЛ, Ом.

Для ТП 7:

$$\Delta U_{\text{ТП7}} = \frac{610,5 \cdot 0,32 \cdot 0,1 + 262,4 \cdot 0,05 \cdot 0,1}{6} = 0,003 \text{ кВ}.$$

Напряжение на ТП 7 при этом определяется по формуле:

$$U_1 = U_{\text{ИП}} - \Delta U_{\text{ТП1}},$$

$$U_1 = 6,2 - 0,02 = 6,18 \text{ кВ},$$

$$U_2 = 6,18 - 0,05 = 6,14 \text{ кВ},$$

$$U_7 = 6,14 - 0,003 = 6,13 \text{ кВ}.$$

Аналогично расчёт проводится для остальных участков. Подробно расчёт представлен в таблице В.4.

По итогу расчёта видно, что отклонение напряжения на каждом участке незначительное, так как падение напряжения до удаленной ТП не ниже номинального напряжения, что объясняется равномерной загруженностью сети.

Разность в потерях мощности составляет:

$$\Delta P = \Delta P_{л(1)} - \Delta P_{л(2)};$$

$$\Delta P = 115,65 - 98,61 = 17 \text{ кВт.}$$

В год величина затрат на сокращении потерь при тарифе $T_{II} = 2,07$ руб/кВтч, [21]:

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

$$Z = 17 \cdot 8760 \cdot 2,07 = 308988 \text{ руб.}$$

Величина затрат на компенсацию потерь для варианта 2 выше на 15% по сравнению с вариантом 1. Кроме того протяженность трассы КЛ в варианте 2 выше на 2,1 км, что существенно больше протяжённости КЛ варианта 1. Вариант сети №1 менее затратен.

6.3 Выбор кабельных линий напряжением 6 кВ

Основным принципом разрабатываемых вариантов сети 6 кВ рассматриваемой части города Владивосток является простота прокладки трассы кабельных линий. В условиях плотной городской застройки города Владивосток основное препятствие подключения ТП новых жилых комплексов и сооружения КЛ является Проспект 100-летия Владивостока. Данный проспект является важной транспортной магистралью, даже частичное перекрытие которой приводит к

транспортному коллапсу северного района города. Поэтому предпочтение в разрабатываемых вариантах отдаётся варианту с наименьшим количеством пересечений трасс КЛ с Проспектом 100-летия Владивостока. Очевидно, в условиях подключения новых жилых районов к ПС Бурун полностью избежать прокладки кабелей в блоках через Проспект 100-летия Владивостока невозможно. Таким образом разработаны 2 варианта сетей 6 кВ по магистральной резервированной схеме города Владивостока в районе ПС Бурун, рисунок В.5-В.6.

Для каждого варианта сети 6 кВ использована магистральная резервированная схема, прокладка кабелей 6 кВ в траншеях, две цепи кабельных линий, 2 ввода на каждую ТП, 2 отходящих кабеля от каждой ТП, расположение кабелей в траншее треугольником для уменьшения габаритов траншеи. Для варианта 1 проводится выбор сечения кабеля 6 кВ для ТП 1, 2, 7.

Выбор сечений КЛ-6 кВ в каждом из вариантов проводим по условию нагрева длительно допустимым током с поправкой на условия прокладки:

$$I_{p\text{ МАК}} \leq I_{\text{ДОП}} \cdot K_T \cdot K_{\text{КАБ}}, \quad (26)$$

где K_T - поправка на условия прокладки по температуре грунта, 1,1 [13];

$K_{\text{КАБ}}$ - поправка на условия прокладки по количеству кабелей в траншее, 0,93 [13].

Нагрузка магистрали КЛ с учётом совмещения максимумов нагрузки ТП $K_{\text{совм}}=0,8$:

$$P_p = (P_1 + P_2 + P_7) \cdot K_{\text{совм}},$$

$$Q_p = (Q_1 + Q_2 + Q_7) \cdot K_{\text{совм}},$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

$$P_p = (290 + 703 + 610) \cdot 0,8 = 1283 \text{ кВт};$$

$$Q_p = (97,7 + 302,4 + 262) \cdot 0,8 = 530 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{1283^2 + 530^2} = 1735 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток одной цепи определяется по формуле, [4]:

$$I_{p1} = \frac{S_{p1}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (27)$$

$$I_{p1} = \frac{1735}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 1} = 167 \text{ А}.$$

Для кабельной линии выбираем кабель с СПЭ-изоляцией АПВП 3х50 по $I_{\text{доп справ}} = 165 \text{ А}.$

Условие выбора:

$$167 \leq 165 \cdot 0,93 \cdot 1,1 \leq 169 \text{ А}.$$

Условие выбора выполняется для наиболее тяжелого режима при оставшейся одной цепи двухцепной КЛ. Для остальных участков сети 6 кВ результаты выбора проводов представлены в таблице В.5.

6.4 Определение суммарной нагрузки рассматриваемой части города

Используются данные таблицы 4 для определения отпуска мощности в головной участок варианта 1 сети 6 кВ – участка 1 и 4:

$$P_{ЖК} = P_1 + P_4,$$

$$P_{ЖК} = 1620,1 + 3596,9 = 5217 \text{ кВт},$$

$$Q_{ЖК} = Q_1 + Q_4 ,$$

$$Q_{ЖК} = 661,1 + 1519,6 = 2183,8 \text{ квар.}$$

Таким образом, данная величина нагрузки учитывает потери в КЛ 6 кВ и может использоваться для определения загрузки силовых трансформаторов ПС Бурун.

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЧАСТИ ГОРОДА ВЛАДИВОСТОК

7.1 Выбор номинального напряжения питающих линий

Для выполнения питающих сетей района города Владивостока на напряжении 110 кВ требуется оценить рациональность данного уровня напряжения. Для развития систем электроснабжения крупных городов рекомендуется [рд города] переход от напряжения питающих сетей 35 кВ на более высокие уровни номинального напряжения 110-220 кВ. В городе Владивосток исторически сложилось выполнять питающие сети на напряжении 35-110 кВ с тенденцией на развитие сетей 110 кВ. Данная тенденция обусловлена вводом новых генерирующих мощностей с выдачей мощности на уровне 110 кВ, ГТУ ТЭЦ Восточная находится в непосредственной близости от ПС Бурун, с 2019 года пущена в работу и выдаёт мощность по 4 линиям 110 кВ, поэтому рассмотрение напряжения 35 кВ для питающих сетей города Владивосток в районе ПС Бурун сопряжено с дополнительной трансформацией 35/110 кВ, что влечёт за собой потери мощности. В пользу напряжения питающих сетей 110 кВ говорит также более низкий уровень потерь по сравнению с напряжением 35 кВ.

Дальнейшие расчёты проводятся с учётом разработки двух вариантов реконструкции системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун.

Вариант 1 предполагает перевод магистрали Бурун-Академическая-Ипподром-Седанка с 35 на 110 кВ. Наглядно план реконструкции системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун показан на рисунке Г.1, однолинейная схема варианта 1 с показанными на нём реконструируемыми элементами системы электроснабжения 35-110 кВ показана на рисунке Г.3.

Сильные стороны варианта 1:

1 – В долгосрочной перспективе решается проблема большой загрузки ВЛ-35 кВ Бурун – Академическая, ВЛ-35 кВ Академическая – Ипподром в связи с переводом ПС Академическая, ПС Ипподром на напряжение 110 кВ;

2 – В долгосрочной перспективе увеличивается нагрузочная способность ПС Академическая, ПС Ипподром;

3 – Сокращенный срок модернизации ПС Ипподром, так как на ней фактически установлены трехобмоточные трансформаторы 110/35/6 кВ в режиме трансформации со стороны СН на НН;

4 – Обеспечивается переток в послеаварийном режиме при отключении Восточной ТЭЦ по линиям 110 кВ на ПС Академическая и ПС Ипподром от Артемовской ТЭЦ и ПС 220 кВ Волна, запечёт этого послеаварийный режим менее тяжелый.

Слабые стороны варианта 1:

1 – Стоимость сооружения КЛ-110 кВ Бурун – Академическая, КЛ-110 кВ Академическая – Ипподром;

2 – Необходимость сооружения РУ-110 кВ на ПС Академическая, ПС Ипподром;

3 – Сроки строительства КЛ-110 кВ и РУ-10 кВ ПС Академическая и ПС Ипподром в пределах пяти лет при росте нагрузки по состоянию на 2020 год.

Оставить в работе КЛ-35 кВ Чайка-Седанка нецелесообразно, так как величина технических потерь электроэнергии для уровня напряжения 110 кВ в 4 раза меньше, чем на напряжении 35 кВ, поэтому данную связь ПС Чайка и ПС Седанка используем в послеаварийном режиме при погашении РУ-110 кВ ПС Седанка. Линейный выключатель 35 кВ на ПС Чайка отключен.

Вариант 2 предполагает перевод магистрали Бурун-Академическая с 35 на 110 кВ, ПС Академическая выполняется на уровне напряжения 110/35/6 кВ. Наглядно план реконструкции системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун показан на рисунке 2, однолинейная схема варианта 2 с показанными на нём реконструируемыми элементами системы электроснабжения 35-110 кВ показана на рисунке 4.

Сильные стороны варианта 2:

1 – В долгосрочной перспективе решается проблема большой загрузки ВЛ-35 кВ Бурун – Академическая в связи с переводом ПС Академическая на напряжение 110 кВ;

2 – В долгосрочной перспективе увеличивается нагрузочная способность ПС Академическая;

3 – ВЛ-35 кВ Академическая – Ипподром и ПС Ипподром не подвергаются модернизации, тем самым сокращается срок и стоимость строительства в целом.

Слабые стороны варианта 2:

1 – Стоимость сооружения КЛ-110 кВ Бурун – Академическая;

2 – Необходимость сооружения РУ-110-35 кВ на ПС Академическая;

3 – В послеаварийном режиме при отключении Восточной ТЭЦ питание ПС Ипподром осуществляется от Артемовской ТЭЦ, запечёт этого послеаварийный режим более тяжелый.

Для проведения расчётов рационального напряжения для внешнего электроснабжения ПС Бурун требуется определить перетоки мощности по питающим линиям ПС Бурун. Перетоки мощности определяются по максимальным нагрузкам дня контрольного замера 2019 года по таблице Г.1.

Предварительно требуется проверить необходимость компенсации реактивной мощности на ПС в районе подстанции Бурун, таблица 1.

По ходу выполнения расчётов перетоков мощности на ПС Седанка требуется решить вопрос компенсации реактивной мощности, так как на шинах НН ПС Седанка $\text{tg}(\varphi)=0,6$, поэтому компенсируем данный коэффициент реактивной мощности до значения 0,4 по [20].

Компенсация реактивной мощности позволяет увеличить пропускную способность силовых трансформаторов по активной мощности нагрузки. Далее проверяется необходимость компенсации реактивной мощности для ПС в районе подключения подстанции Бурун.

Требуемый уровень реактивной нагрузки на ПС Седанка:

$$Q_{\text{треб}} = P_{\text{макс}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{нд}}, \quad (28)$$

$$Q_{\text{треб}}=11,3 \cdot 0,4=4,52 \text{ Мвар},$$

где $P_{\text{макс}}$ – максимальная нагрузка ПС Седанка в зимний день контрольного замера, по таблице Г.1;

$$\text{tg} \varphi_{\text{нд}} – \text{допустимый коэффициент мощности, } \text{tg} \varphi_{\text{нд}}=0,4.$$

Необходимая мощность устройств батарей конденсаторов $Q_{\text{ку}}$ ПС Седанка на две секции шин:

$$Q_{\text{ку}}=Q_{\text{макс}}-Q_{\text{треб}}; \quad (29)$$

$$Q_{\text{ку}}=6,8-4,52=2,26 \text{ Мвар}.$$

Выбираем в качестве компенсирующих устройств батареи конденсаторов. Принимаем по [5]: УКЛ(П)–6–350У3×6 штуки, УКЛ(П)–6–450У3×2 штуки.

Фактическая установленная мощность КУ:

$$Q_{\text{факт}}=6 \cdot 300+2 \cdot 450=2700 \text{ квар}.$$

Определяем значение нескомпенсированной реактивной мощности на ПС Седанка $Q_{\text{неск}}$:

$$Q_{\text{неск}}=Q_{\text{макс}}-Q_{\text{факт}};$$

$$Q_{\text{неск}}=6,8-2,7=4,1 \text{ Мвар}.$$

Распределение потоков мощности в каждом из предложенных вариантов реконструкции системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун выполняется на основе данных о максимальных нагрузках на день контрольного замера 2019 года.

Составляются графы сети для каждого варианта, на графах наносятся номера узлов ВН и направления перетоков мощности, рисунок 5-6.

Для варианта 1 используем упрощённый порядок расчёта потоков мощности по правилу электрических моментов без учёта потерь мощности, для головных участков магистрали с двухсторонним питанием Волна – Чайка – Седанка – Ипподром – Академическая – Бурун – 2Р Котельная – Волна:

$$P_{1*5} = \frac{P_5 \cdot (l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{89} + l_{910} + l_{1**10}) + P_6 \cdot (l_{67} + l_{78} + l_{89} + l_{910} + l_{1**10})}{l_{1*5} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{89} + l_{910} + l_{1**10}} +$$

$$+ \frac{P_7 \cdot (l_{78} + l_{89} + l_{910} + l_{1**10}) + P_8 \cdot (l_{89} + l_{910} + l_{1**10}) + P_9 \cdot (l_{910} + l_{1**10}) + P_{10} \cdot (l_{1**10})}{l_{1*5} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{89} + l_{910} + l_{1**10}};$$

$$P_{1*5} = \frac{28 \cdot (3,74 + 2,79 + 3,1 + 1,45 + 7,8 + 8) + 31,1 \cdot (2,79 + 3,1 + 1,45 + 7,8 + 8)}{0,55 + 3,74 + 2,79 + 3,1 + 1,45 + 7,8 + 8} +$$

$$+ \frac{9,9 \cdot (3,1 + 1,45 + 7,8 + 8) + 5,1 \cdot (1,45 + 7,8 + 8) + 11,3 \cdot (7,8 + 8) + 3,9 \cdot (8)}{0,55 + 3,74 + 2,79 + 3,1 + 1,45 + 7,8 + 8} = 48,15 \text{ МВт};$$

$$P_{1**10} = \frac{P_5 \cdot (l_{1*5}) + P_6 \cdot (l_{1*5} + l_{56}) + P_7 \cdot (l_{1*5} + l_{56} + l_{67}) + P_8 \cdot (l_{1*5} + l_{56} + l_{67} + l_{78})}{l_{1*5} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{89} + l_{910} + l_{1**10}} +$$

$$+ \frac{P_9 \cdot (l_{1*5} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{89}) + P_{10} \cdot (l_{1*5} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{89} + l_{910})}{l_{1*5} + l_{56} + l_{67} + l_{78} + l_{89} + l_{910} + l_{1**10}};$$

$$P_{1*5} = \frac{28 \cdot (0,55) + 31,1 \cdot (0,55 + 3,74) + 9,9 \cdot (0,55 + 3,74 + 2,79)}{0,55 + 3,74 + 2,79 + 3,1 + 1,45 + 7,8 + 8} +$$

$$+ \frac{5,1 \cdot (0,55 + 3,74 + 2,79 + 3,1) + 11,3 \cdot (0,55 + 3,74 + 2,79 + 3,1 + 1,45)}{0,55 + 3,74 + 2,79 + 3,1 + 1,45 + 7,8 + 8} +$$

$$\frac{3,9 \cdot (0,55 + 3,74 + 2,79 + 3,1 + 1,45 + 7,8)}{0,55 + 3,74 + 2,79 + 3,1 + 1,45 + 7,8 + 8} = 16,91 \text{ МВт};$$

где $P_{5...n}$ - магистрали с двухсторонним нагрузкой узла по рисунку Г.5, МВт;

l_{78} - протяженность участка сети по рисунку Г.5, км;

Для участка 5-6 находим поток мощности по выражению:

$$P_{56} = P_{1*5} - P_5,$$

$$P_{56} = 48,15 - 3,8 = 44,4 \text{ МВт.}$$

Потоки мощности на остальных участках:

$$P_{67} = P_{56} - P_6,$$

$$P_{67} = 44,4 - 31,1 = 13,32 \text{ МВт,}$$

$$P_{78} = P_{67} - P_7,$$

$$P_{78} = 13,32 - 9,9 = 3,39 \text{ МВт,}$$

$$P_{89} = P_{78} - P_8,$$

$$P_{89} = 3,39 - 5,1 = -1,74 \text{ МВт.}$$

В результате расчётов вычислено, что поток поменял направление, поэтому проверяется поток мощности с противоположного головного участка:

$$P_{109} = P_{1**10} - P_{10},$$

$$P_{109} = 16,91 - 3,9 = 13,04 \text{ МВт,}$$

$$P_{98} = P_{109} - P_9,$$

$$P_{98} = 13.04 - 11.3 = 1.74 \text{ МВт.}$$

Правильность расчёта потоков мощности подтверждена расчётом. Для остальных участков расчёт выполняется аналогично как для активной, так и для реактивной мощности, результаты указаны в таблице Г.2.

Напряжение питающих линий для участков системы внешнего электроснабжения города Владивосток оценивается по формуле Стилла на примере участка 1-2 по схеме потоков мощности на рисунке 5:

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P} \quad (30)$$

$$U_{рац1-2} = 4,34 \cdot \sqrt{0,76 + 16 \cdot 58,51} = 133$$

где l - длина линии ТЭЦ Восточная - Стройиндустрия, по которой передаётся мощность P , принимается 0,76 км по схеме электроснабжения города Владивосток;

P - мощность, транзит которой проходит по линии ТЭЦ Восточная - Стройиндустрия по линии, определена по результату расчёта потоков мощности 58,51 МВт.

Для участка сети ТЭЦ Восточная - Стройиндустрия целесообразно использовать номинальное напряжение 110 кВ. Результаты расчётов рациональных напряжений сводим в таблицу Г.3, где указывается расчётное рациональное напряжение $U_{рац}$, фактическое напряжение по схеме электроснабжения города Владивосток $U_{факт}$, принимаемое напряжение на участке $U_{ном}$.

7.2 Выбор марки и сечения питающих линий, их конструктивное исполнение

Градостроительные нормативы для сооружаемых линий электропередач в городе Владивосток регламентируют использование кабельных линий высокого напряжения при прокладке их под землёй. В соответствии с градостроительными нормативами выбираем кабельные линии 110 кВ вновь сооружаемых участков в системе внешнего электроснабжения ПС Бурун.

В ВКР применяется кабель 110 кВ марки АПвПу2г Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, с герметизацией экрана водоблокирующими лентами, в усиленной оболочке из полиэтилена высокой плотности с дополнительной алюмополимерной лентой поверх герметизированного экрана. Для прокладки в земле в условиях города Владивосток данная марка кабеля подходит, так как область применения кабеля для прокладки в траншеях или бетонных лотках, в том числе в грунтах с повышенной влажностью. Выбирается прокладка кабелей 110 кВ в траншеях на глубине 1,5 м.

Используются данные по итогу расчётов потоков мощности на участках сети 110 кВ, для примера максимальный ток на участке 6-7 варианта 1 схемы внешнего электроснабжения ПС Бурун:

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{(P_{67})^2 + (Q_{\text{неск67}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{(13,32)^2 + (4,9)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 74,5 \text{ А},$$

где P_{67} – переток максимальной мощности на участке 6-7, таблица 10, МВт;

$Q_{\text{неск67}}$ – переток некомпенсированной реактивной нагрузки, МВар.

Выбор сечений КЛ-110 кВ в каждом из вариантов проводим по условию нагрева длительно допустимым током с поправкой на условия прокладки:

$$I_{p\text{ МАК}} \leq I_{\text{ДОП}} \cdot K_T \cdot K_{\text{КАБ}} \cdot K_T,$$

где K_T - поправка на условия прокладки по температуре грунта, 1 [16];

$K_{\text{КАБ}}$ - поправка на условия прокладки, при прокладке в трубах и количеству кабелей в траншее, 0,9 [16];

K_T - поправка на условия прокладки по удельному термическому сопротивлению грунта, 1 [16].

Выбираем сечение жилы 185 мм², с допустимым током 340 А, для данного сечения условие выбора кабеля:

$$74,5 \leq 340 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 306 \text{ А, условие выбора кабеля соблюдено.}$$

Для проверки выбранного сечения используем способ получения максимального тока на участке 6-7 - обрываем головной участок 1*-5, в таком случае по участку 6-7 пойдёт нагрузка ПС 2Р Котельная и Бурун:

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{макс}6} + P_{\text{макс}5})^2 + (Q_{\text{неск}6} + Q_{\text{неск}5})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}};$$

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{(31,1 + 3,8)^2 + (12,3 + 1,4)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 197 \text{ А,}$$

где $P_{\text{макс}5}$, $P_{\text{макс}6}$, – нагрузка ПС Бурун и 2р Котельная, 31,1 и 3,8 МВт соответственно;

$Q_{\text{неск}5}$, $Q_{\text{неск}6}$ – некомпенсированная реактивная нагрузка ПС Бурун и 2р Котельная, 12,3 и 1,4 МВар соответственно.

Для кабеля АПвПу2г 3х(1х185):

$$74,5 \leq 340 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 = 306 \text{ А, условие выбора кабеля соблюдено.}$$

В таблице Г.4 показана токовая нагрузка сети 110 кВ для предлагаемых вариантов реконструкции системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун.

В таблице Г.5 показана проверка выбранных сечений КЛ-110 кВ

7.3 Выбор числа и мощности трансформаторов питающей подстанции при реконструкции

Средняя мощность в день замера для ПС Бурун:

$$P_{cp}=39,1 \text{ МВт};$$

$$Q_{cp}=15,1 \text{ Мвар.}$$

Максимальная мощность в день замера для ПС Бурун:

$$P_{max}=44,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{max}=17,1 \text{ Мвар.}$$

Мощность жилых комплексов, подробно рассчитанная в п. 6.4 далее для Бурун:

$$P_{жк}=5,22 \text{ МВт};$$

$$Q_{жк}=2,18 \text{ Мвар.}$$

Полная нагрузка для ПС Бурун для проверки силовых трансформаторов на ПС Бурун:

$$P_{полн} = P_{cp} + P_{жк}; \tag{31}$$

$$P_{полн} = 39,1 + 5,22 = 44,3 \text{ МВт};$$

$$Q_{полн} = Q_{ср} + Q_{жк}; \quad (32)$$

$$Q_{полн} = 44,2 + 2,18 = 17,3 \text{ Мвар.}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств ПС Бурун, Мвар:

$$Q_{КУ\ треб} = (Q_{макс} + Q_{жк}) - (P_{макс} + P_{жк}) \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ПД}; \quad (33)$$

$$Q_{КУ\ треб} = (17,1 + 2,18) - (44,5 + 5,22) \cdot 0,4 = 1,7,$$

На шинах ПС Бурун устанавливаются батареи конденсаторов УКЛ-10-900-У1 2 шт по 900 квар каждая:

$$Q_{бк} = 2 \cdot 0,9 = 1,8 \text{ Мвар,}$$

$$Q_{неск} = Q_{макс} + Q_{жк} - Q_{бк};$$

$$Q_{неск} = 17,1 + 2,18 - 1,8 = 19,8 \text{ Мвар.}$$

Необходимо проверить трансформаторы на ПС Бурун по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{НОМ} = \frac{\sqrt{(P_{макс} + P_{жк})^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР}^{НОМ}}, \quad (34)$$

$$K_3^{\text{послеав}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{макс}} + P_{\text{жк}})^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ТР}}^{\text{НОМ}}}, \quad (35)$$

$$K_3^{\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{44,3^2 + 19,8^2}}{2 \cdot 40} = 0,61,$$

$$K_3^{\text{послеав}} = \frac{\sqrt{44,3^2 + 19,8^2}}{(2-1) \cdot 40} = 1,21.$$

Из расчётов видно, что трансформаторы на ПС Бурун в послеаварийном режиме не перегружены после подключения нагрузки жилых районов.

8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Уровни токов короткого замыкания требуются для правильного выбора основного оборудования ПС Бурун, оборудования в распределительной сети 6 кВ, подключенной к ПС Бурун, проверки данного оборудования на стойкость к токам КЗ, корректного выбора устройств релейной защиты в распределительной сети 6 кВ и на ПС Бурун.

Выбирается метод расчёта в соответствии с нормативным документом [25] для сети 110 кВ – приближенное приведение для произвольных базисных условий в относительных единицах, для сети 6 кВ – приближенное приведение в относительных единицах.

8.1 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции Бурун

Расчёт токов короткого замыкания начинается с составления схемы замещения участков сети и выбора линий, по которым осуществляется ток в место короткого замыкания. Для ПС Бурун такие линии две: кабельно-воздушная линия 110 кВ от ТЭЦ Восточная, и воздушная линия от ПС Волна. Схема замещения имеет вид, показанный на рисунке 2.

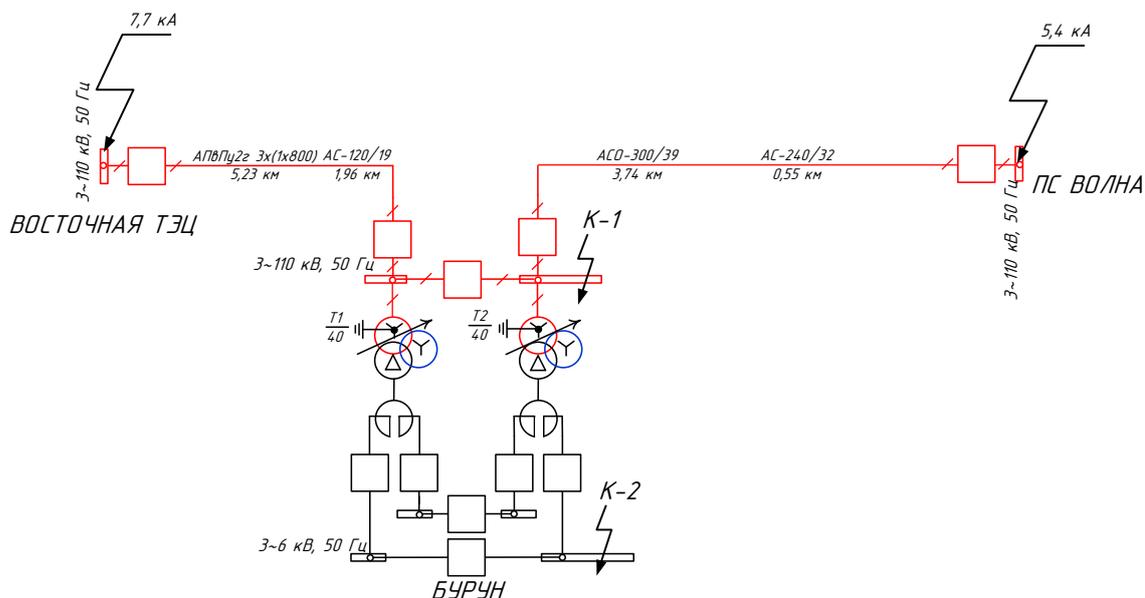


Рисунок 2 – Участок подключения ПС Бурун к сети 110 кВ города Владивосток

Схема замещения для расчёта токов КЗ выполняется с учётом уровней токов трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ТЭЦ Восточная и ПС Волна, в дальнейшем по уровням токов КЗ на источниках питания определяются сопротивления системы, на рисунке 3 выполняется схема замещения, куда система, линии, трансформаторы и реакторы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, ЭДС вводится двумя ветвями.

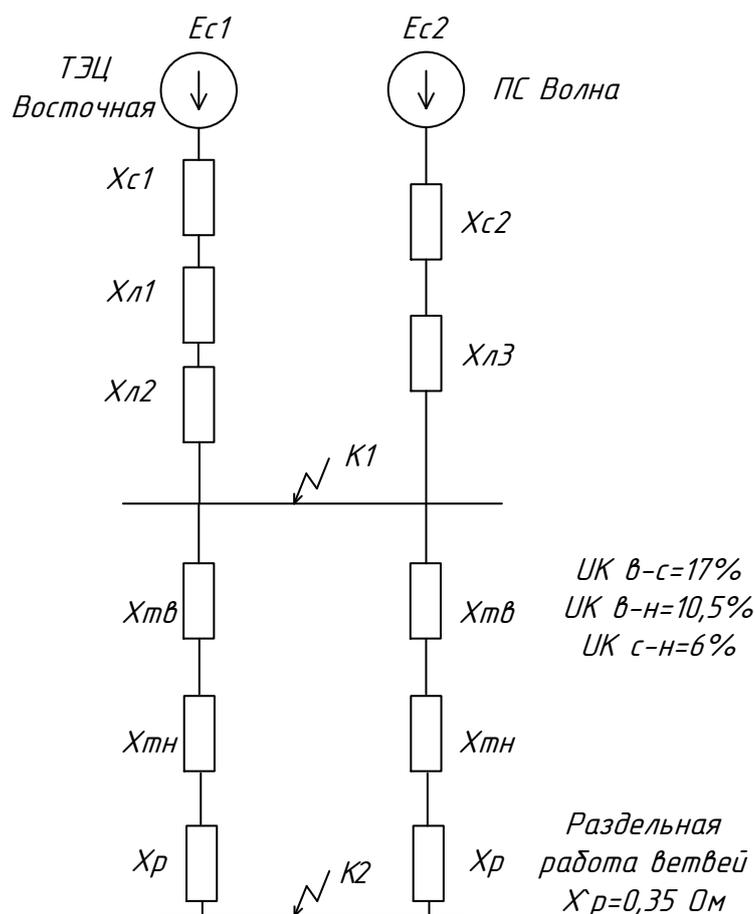


Рисунок 3 – Схема замещения участка сети подключения ПС Бурун к сети 110 кВ города Владивосток

В качестве базисных принимаются следующие величины:

$$S_{\delta} = 100 \text{ МВА,}$$

$$U_{\delta 1} = 115 \text{ кВ,}$$

$$U_{\delta 2} = 6,3 \text{ кВ.}$$

Формула для расчёта базисного тока ступеней 110 и 6 кВ:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (36)$$

$$I_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,18 \text{ кА}.$$

Формула для расчёта сопротивлений элементов схемы замещения на рисунке 3:

$$x_c = \frac{I_{\sigma}}{I_{K3}}; \quad (37)$$

$$x_{c1} = \frac{0,5}{7,7} = 0,065;$$

$$x_{c1} = \frac{0,5}{5,4} = 0,093;$$

$$x_{T6} = \frac{0,5(U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH})}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HT}}; \quad (38)$$

$$x_{T6} = \frac{0,5(10,5 + 17 - 6)}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,27;$$

$$x_{Tн} = \frac{0,5(U_{KBH} + U_{KCH} - U_{KBC})}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{HT}}; \quad (39)$$

$$x_{Tн} = \frac{0,5(17 + 6 - 10,5)}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,156.$$

$$x_p = \frac{x'_p \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (40)$$

$$x_p = \frac{0,35 \cdot 100}{6,3^2} = 0,88,$$

$$x_{Л1} = x_{удЛ1} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (41)$$

$$x_{Л11} = 0,1 \cdot 5,23 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,004,$$

$$x_{Л12} = 0,4 \cdot 1,96 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,001,$$

$$x_{Л13} = 0,4 \cdot 4,29 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,003.$$

Сопrotивления элементов сети 110 кВ в районе ПС Бурун города Владивосток преобразовываются по рисункам 4-5 к простейшему виду.

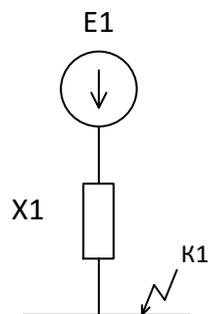


Рисунок 4 – Преобразование схемы 110 кВ для точки К-1

Сопrotивления элементов относительно точки короткого замыкания К-1 преобразовываются по формуле для получения наибольшего значения тока короткого замыкания:

$$x_1 = \frac{1}{\frac{1}{(x_{c1} + x_{Л1} + x_{Л2})} + \frac{1}{(x_{c2} + x_{Л3})}}; \quad (42)$$

$$x_1 = \frac{1}{\frac{1}{(0,065 + 0,004 + 0,001)} + \frac{1}{(0,093 + 0,003)}} = 0,041;$$

$$E_{c1} = E_{c2} = E_1 = 1; \quad (43)$$

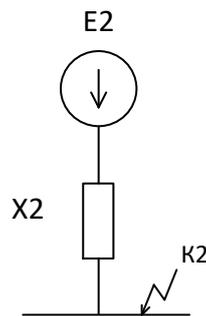


Рисунок 5 – Преобразование схемы 110 кВ для точки К-2

$$x_2 = x_1 + \frac{x_{T6} + x_{Tн} + x_p}{2}; \quad (44)$$

$$x_2 = 0,041 + \frac{0,269 + 0,156 + 0,882}{2} = 0,69;$$

$$E_{c1} = E_{c2} = E_2 = 1;$$

Формула для расчёта токов трехфазного короткого замыкания в точках К-1 и К-2:

$$I_{НО} = \frac{E_1}{x_1} \cdot I_{61}, \quad (45)$$

$$I_{НОК1} = \frac{1}{0,041} \cdot 0,5 = 12,3 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пок}2} = \frac{1}{0,69} \cdot 9,18 = 13,2 \text{ кА},$$

Формула для расчёта токов двухфазного короткого замыкания в точках К-1 и К-2:

$$I_{\text{по}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{по}}, \quad (46)$$

$$I_{\text{пок}1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12,3 = 10,72 \text{ кА},$$

$$I_{\text{пок}2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,5 = 11,5 \text{ кА}.$$

Формула для расчёта ударного тока:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{по}}, \quad (47)$$

$$I_{\text{уд}K1} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 12,3 = 23,8 \text{ кА},$$

$$I_{\text{уд}K2} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,5 = 29,9 \text{ кА}.$$

Формула для расчёта ударного коэффициента определяется по формуле:

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (48)$$

$$k_{\text{уд}K1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 1,37,$$

$$k_{y\partial K2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,6,$$

где T_a - постоянная времени затухания, упрощенно принимается 0,01 с для стороны 110 кВ, 0,02 с для стороны 6 кВ [25].

В таблице 1 показаны результаты расчёта токов короткого замыкания в сети 110 кВ в районе ПС Бурун в городе Владивосток.

Таблица 1 – Токи короткого замыкания в сети 110 кВ в районе ПС Бурун в городе Владивосток.

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}, \text{кА}$	$I_{\text{ПО}}^{(2)}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$k_{y\partial}$	$I_{y\partial}, \text{кА}$
К1	12,3	10,7	0,01	1,37	23,8
К2	13,2	11,5	0,02	1,6	29,9

8.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 6 кВ

В сети 6 кВ района города Владивосток выполняется оценочный расчёт уровня токов короткого замыкания для выбранного варианта двухлучевой сети №1. Наиболее показательными будут ближайшие к шинам ПС Бурун и удаленные ТП, рисунок 6, [25].

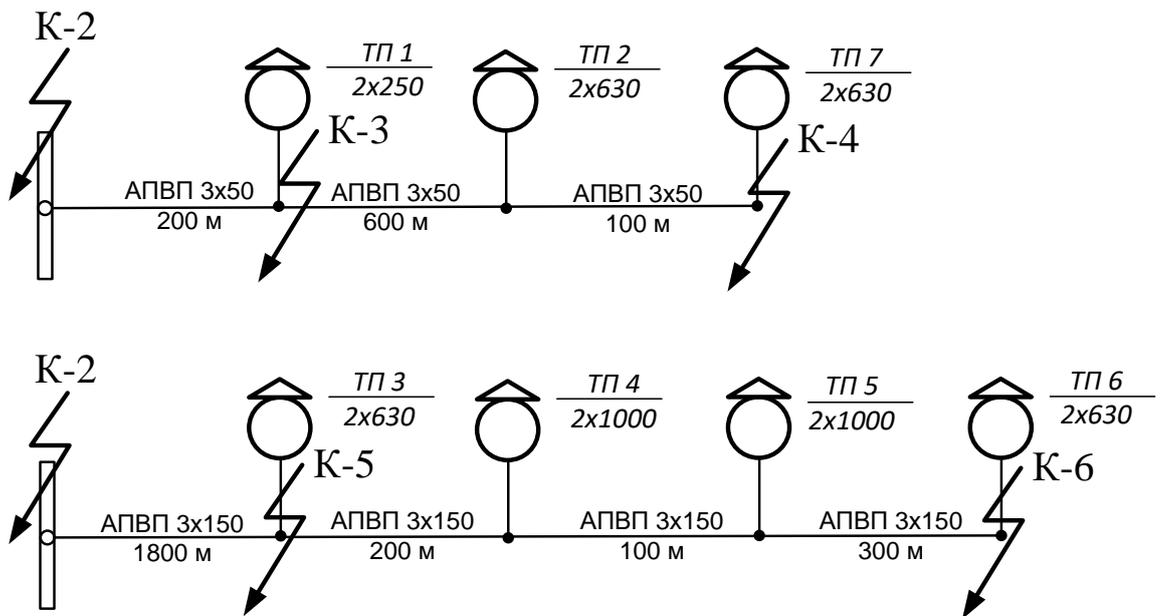


Рисунок 6 – Участок подключения распределительных сетей 6 кВ города Владивосток к ПС Бурун

Схема замещения участка распределительной сети 6 кВ города Владивосток подключенной к ПС Бурун показана на рисунке 7. Базисные условия не изменяются и принимаются аналогичными п 8.1.

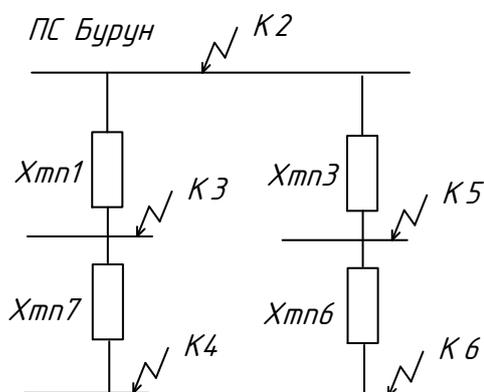


Рисунок 7 – Схема замещения участка распределительной сети 6 кВ города Владивосток подключенной к ПС Бурун

Сопротивления участков кабельных линий 6 кВ по двухлучевой схеме №1, подключенных к ПС Бурун, о.е.:

$$x_{л} = x_{удл} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}, \quad (49)$$

$$x_{ллп1} = 0,32 \cdot 0,2 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,161,$$

$$x_{ллп7} = 0,32 \cdot 0,9 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,726,$$

$$x_{ллп3} = 0,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,454,$$

$$x_{ллп6} = 0,1 \cdot 2,4 \cdot \frac{100}{6,3^2} = 0,605.$$

Для точки К-3 на шинах ВН ТП 1 величина суммарного сопротивления равна, о.е.:

$$x_3 = x_2 + x_{ЛТП};$$

$$x_3 = 0,69 + 0,161 = 0,86.$$

Формула для расчёта токов короткого замыкания в точке К-3:

$$I_{ПокЗ} = \frac{1}{0,86} \cdot 9,18 = 11,1 \text{ кА},$$

$$I_{ПокЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,1 = 9,7 \text{ кА},$$

$$I_{удКЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 11,1 = 25,2 \text{ кА}.$$

Для точек К-4, К-5, К-6 расчёт выполняется аналогично, результаты сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Токи короткого замыкания в сети 6 кВ в районе ПС Бурун в городе Владивосток.

Точка КЗ	x_{Σ} , о.е.	$I_{ПО}$, кА	$I_{ПО}^{(2)}$, кА	T_a , с	$k_{уд}$	$I_{уд}$, кА
К3	0,86	11,1	9,7	0,02	1,6	25,2
К4	1,390	6,6	5,7	0,02	1,6	15,0
К5	1,118	8,2	7,1	0,02	1,6	18,6
К6	1,269	7,2	6,3	0,02	1,6	16,4

9 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «БУРУН»

9.1 Разработка схемы и конструкции подстанции Бурун

По итогу сравнения вариантов развития сети 110 кВ города Владивосток в районе ПС Бурун выгоднее оказался вариант с переводом ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая на напряжение 110 кВ. Данный вариант можно рассматривать как первый этап реконструкции ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая – Ипподром – Седанка на напряжение 110 кВ. Выполняя часть линии ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая – Ипподром – Седанка на напряжении 110 кВ решается проблема разгрузки ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая, появляется возможность увеличить трансформаторную ПС Академическая на напряжении 110 кВ, тем самым снижая нагрузочную составляющую потерь электроэнергии в трансформаторе, постоянную составляющую потерь электроэнергии в линии.

В ВКР для ПС Бурун предлагается выполнить расширение ОРУ 110 кВ от текущей схемы 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий» путём установки двух линейных ячеек 110 кВ до схемы 110-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», [33]. Схема 110-9 позволяет реализовать резервированное подключение ПС Академическая от ПС Бурун, так как в случае вывода секции шин ПС Бурун в ремонт, оставшаяся в работе секция шин будет подключена к рабочему источнику питания, учитывая что для питания ПС Бурун характерны два независимых источника питания – ТЭЦ Восточная и ПС Волна, лист графической части 4.

РУНН ПС Бурун выполнено по схеме 10-2-две, секционированные выключателями, системы шин, имеет свободные ячейки КРУ-6 кВ для подключения новой нагрузки вводимых жилых комплексов, поэтому реконструировать РУНН ПС бурун нет необходимости.

РУСН ПС Бурун 35 кВ выполнено по схеме 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». В дальнейшей эксплуатации ПС Бурун не участвует и подлежит демонтажу, техническому осмотру с составлением де-

фектовочных ведомостей, по результату которого принимается решение о переводе оборудования пригодного к эксплуатации в аварийный запас либо утилизации.

Однолинейная схема П Бурун приведена на листе графической части №4.

Расширение РУВН ПС Бурун предлагается выполнить с использованием распределительного устройства наружной установки с элегазовой изоляцией РУЭН-УЭТМ-110 производства АО «Уралэлектротяжмаш», город Екатеринбург. РУЭН-УЭТМ-110 дешевле блоков КРУЭ и позволяют за счёт компактности размещения и интеграции оборудования в один комплект снизить занимаемую площадь на ОРУ ПС Бурун, [17].

РУНН ПС Бурун выполнено ячейками КРУ К-ШУ, которые подлежат замене на КРУ СЭЩ-70-6 по схеме две секционированные выключателем системы шин. Высокая надёжность такой схемы РУ достигается за счёт применения двух секционных выключателей с автоматическим включением резерва.

9.2 Выбор и проверка оборудования ВН

9.2.1 Выбор и проверка гибкой ошиновки 110 кВ

На ПС Бурун для каждой секции шин 110 кВ, отпаяк для спуска с оборудования использованы гибкие шины, которые смонтированы проводом АС-120, необходимо проверить данную ошиновку на ПС Бурун.

Определяется максимальный ток из условия 40% перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме на ПС Бурун:

$$I_{P_{\max \text{ тр}}} = \frac{1.4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (50)$$

$$I_{P_{\max \text{ тр}}} = \frac{1.4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А.}$$

Провод АС-120 проверку проходит:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}};$$

$$294 \text{ A} \leq 394 \text{ A}.$$

Ошиновка на ПС Бурун смонтирована на открытом воздухе проводами марки АС без изоляции, таким образом проверку на термическое действие токов КЗ не проводится.

Согласно ПУЭ, минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 110 кВ составляет 70 мм², поэтому проверка по условиям коронирования не производится.

По формуле определяется усилие от длительного протекания тока КЗ:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{\text{КЗ}}^2}{D} \cdot 10^{-7}; \quad (51)$$

$$f = \frac{1,5 \cdot 12300^2}{2,5} \cdot 10^{-7} = 9 \text{ Н/м}$$

Сила тяжести 1 м токопровода (масса 1 м провода АС-120/19 0,471 кг) определяется:

$$g = 9,8 \cdot 1,1 \cdot 0,471 = 5 \text{ Н/м}$$

Принимая время действия РЗ (дифференциальной) $t_3=0,05\text{с}$, находим:

$$t_{\text{эк}} = 0,05 \text{ с};$$

$$\frac{f}{g} = \frac{9}{5} = 1,8;$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,05} = 31,6,$$

где h - допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям.

Далее по диаграмме [методичка] определяем $\frac{b}{h} = 0,3$, откуда

$$b = 0,3 \cdot h = 0,3 \cdot 2,5 = 0,75.$$

Допустимое отклонение фазы, м:

$$b_{\text{дон}} = \frac{D - d - a_{\text{дон}}}{2};,$$

$$b_{\text{дон}} = \frac{2,5 - 0,015 - 0,8}{2} = 0,84,$$

где $a_{\text{дон}}$ - для напряжения 110 кВ наименьшее допустимое расстояние между фазами при их сближении принимается 0,8 м.

Схлестывания не произойдет, так как $b < b_{\text{доп}}$.

Гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ ПС Бурун смонтированная проводом АС-120 проходит по всем условиям проверки.

9.2.2 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Взамен масляных выключателей на ОРУ ПС Бурун устанавливаются выключатели ВЭБ-УЭТМ-110-УХЛ1 в составе блоков РУЭН-УЭТМ-110.

Выбор выключателей ВЭБ-УЭТМ-110-УХЛ1 выполняется по ряду условий:

по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; 110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad 294 \text{ A} \leq 2500 \text{ A};$$

по отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}}; \quad 12,3 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА};$$

На стороне 110 кВ выбираем вводные и линейные элегазовые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110-50/2500 У1 с электромагнитным приводом ЭП-УЭТМ. Проверка данного выключателя:

1. По термической устойчивости выключателя (интеграл Джоуля):

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но кл}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a); \quad (52)$$

$$B_{\text{к}} = 12,3^2 \cdot (1,555 + 0,01) = 238 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{соб}} + t_{\text{рз}},$$

$$t_{\text{отк}} = 1,5 + 0,055 = 1,555 \text{ с},$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения выключателя,

$t_{\text{соб}}$ - собственное время отключения выключения, 0,055 с;

$t_{\text{рз}}$ - время срабатывания релейной защиты с учётом селективности 1,5 с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимается 0,01 с для 110 кВ.

$$B_{\text{к терм}} = I_m^2 \cdot t_m, \quad (53)$$

$$B_{\text{к терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина).

2. Номинальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в отключаемом токе, допустимое значение:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл. ном},$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.45 \cdot 50 = 31,7 \text{ кА},$$

где β_H – содержание апериодической составляющей, $\beta_H=45\%$;

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения, 50 кА [5]

3. По отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном}, \quad (54)$$

$$12,3 \leq 50 \text{ кА}.$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.к1}^{(3)} + i_{атк1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (55)$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,3 + 17,4 \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{0.45}{100}\right);$$

$$34,8 \leq 102,2 \text{ кА}.$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}$$

(56)

$$23,8 \leq 125 \text{ кА.}$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точке К1. Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете, таблица 3.

Таблица 3 – Выбор и проверка выключателей типа ВЭБ-УЭТМ-110-50/2500 У1

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Вводные Т1, Т2, секционный		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2500 \text{ А}$ $I_{вкл} = 50 \text{ кА}$ $i_{вкл} = 125 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 50 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 31,7 \text{ кА}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 294 \text{ А}$ $I_{по} = 12,3 \text{ кА}$ $i_{уд} = 23,8 \text{ кА}$ $V_k = 238 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 12,3 \text{ кА}$ $i_{ат} = 17,4 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq V_k$ $I_{откл} \geq I_{по}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Линейные		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2500 \text{ А}$ $I_{вкл} = 50 \text{ кА}$ $i_{вкл} = 125 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 50 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 31,7 \text{ кА}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{р Академическая} = 81 \text{ А}$ $I_{р 2Р} = 186 \text{ А}$ $I_{р Волна} = 207 \text{ А}$ $I_{по} = 12,3 \text{ кА}$ $i_{уд} = 23,8 \text{ кА}$ $V_k = 238 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 12,3 \text{ кА}$ $i_{ат} = 17,4 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq V_k$ $I_{откл} \geq I_{по}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

9.2.3 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

На ОРУ ПС Бурун устанавливаются разъединители на стороне 110 кВ РПД-УЭТМ-1-110/1600-УХЛ1 с приводом ЭП-УЭТМ в составе блоков РУЭН-УЭТМ-110.

Проверка термической устойчивости разъединителя выполняется аналогично проверке выключателя. Результат выбора и проверки разъединителей показан в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор и проверка разъединителей РПД-УЭТМ-1-110/1600-УХЛ1

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Вводные Т1, Т2, секционный		
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 294 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 23,8 \text{ кА}$ $V_{\text{к}} = 238 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq V_{\text{к}}$
Линейные		
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{р Академическая}} = 81 \text{ А}$ $I_{\text{р 2Р}} = 186 \text{ А}$ $I_{\text{р Волна}} = 207 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 23,8 \text{ кА}$ $V_{\text{к}} = 238 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq V_{\text{к}}$

По данным сравнения выбранная марка разъединителей подходит.

9.2.4 Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

На ОРУ ПС Бурун устанавливаются трансформаторы тока на стороне 110 кВ ТРГ-УЭТМ-110-УХЛ1 в составе блоков РУЭН-УЭТМ-110.

Выбор и проверка трансформаторов тока ТРГ-УЭТМ-110-УХЛ1 выполняется по ряду условий, аналогичных выключателю.

Проверка выполняется по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (57)$$

где Z_2 – сопротивление вторичной нагрузки;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – сопротивление номинальное вторичных цепей трансформатора тока для $K_{\text{T}}=0,5$.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}, \quad (58)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, мощность вторичной нагрузки показана в таблице Д.1;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводов;

$r_{\text{конт.}}$ – сопротивление контактов.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока ТРГ-УЭТМ-110-УХЛ1 приведена в таблице Д.1.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=30$ ВА при $K_T=0,5$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (59)$$

$$Z_{2Н} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (60)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{8,6}{5^2} = 0,34 \text{ Ом,}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение $q=4$ мм² КРВГ с медными жилами и удельным сопротивлением $c=0,0283$. Длину проводов примем $l=60$ м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (61)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,35 \text{ Ом,}$$

$$z_2 = 0,34 + 0,05 + 0,35 = 0,75 \text{ Ом.}$$

Результат выбора и проверки трансформаторов тока показан в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор трансформатора тока ТРГ-УЭТМ-110-УХЛ1

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Вводные Т1, Т2, секционный		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 400 \text{ А}$ $i_{вкл} = 125 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2Н} = 1.2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 294 \text{ А}$ $i_{уд} = 23,8 \text{ кА}$ $B_k = 238 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{Нр} = 0.75 \text{ Ом}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$ $Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
Линейные		
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 400 \text{ А}$ $i_{вкл} = 125 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2Н} = 1.2 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{р Академическая} = 81 \text{ А}$ $I_{р 2Р} = 186 \text{ А}$ $I_{р Волна} = 207 \text{ А}$ $i_{уд} = 23,8 \text{ кА}$ $B_k = 238 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{Нр} = 0.75 \text{ Ом}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$ $Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$

По данным сравнения выбранная марка трансформаторов тока подходит.

9.2.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ

На ОРУ ПС Бурун устанавливаются трансформаторы тока на стороне 110 кВ ЭНГ-УЭТМ-110-УХЛ1.

Выбор трансформаторов напряжения ЭНГ-УЭТМ-110-УХЛ1 выполняется по ряду условий:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; 110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по классу точности: принимается класс точности $K_T=0,5$,

Проверка выполняется по вторичной нагрузке:

$$S_{2У} \leq S_{ном} ,$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

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

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения ЭНГ-УЭТМ-110-УХЛ1 по приведена в таблице Д.2.

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 36,5 \text{ Вт},$$

$$S_{2\Sigma} = 36,5 \text{ ВА}.$$

В таблице 6 приведены результаты выбора ТН-110 кВ.

Таблица 6 – Выбор трансформатора напряжения ЭНГ-УЭТМ-110-УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $S_P = 36,5 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$ $S_H = 360 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

По данным сравнения выбранная марка трансформаторов напряжения подходит.

9.2.6 Проверка аппаратуры связи

На ПС Бурун установлены высокочастотные заградители ВЗ-600, конденсаторы связи СМК-110 $\sqrt{3}$ 6400/600, фильтры присоединения ФПУ-6400/600. Требуется проверить данное оборудование по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}; \quad 207 \text{ А} \leq 600 \text{ А};$$

В таблице Д.3 приведены результаты проверки аппаратуры связи.

По данным проверки аппаратура связи подходит.

9.2.7 Проверка ограничителей перенапряжений 110 кВ

На ПС Бурун установлены ОПН – 110 - УХЛ1 [5], в таблице 7 указываются условия проверки.

Таблица 7 – Проверка ограничителей перенапряжения 110 кВ ОПН – 110 - УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ном}} = 1,1 \text{ кДж/кВ}$ (для класса 1)	$\mathcal{E}^*_{\text{уст}} = 0,9 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ном}} \geq \mathcal{E}^*_{\text{уст}}$

Для определения энергоёмкости ОПН находится энергия поглощения ОПН по формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (62)$$

$$\mathcal{E} = \frac{250 - 170}{450} \cdot 170 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 96 \text{ кДж},$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 250 кВ в соответствии с [5];

$U_{\text{ост}}$ - остающееся напряжение ОПН, принимается 170 кВ;

z - волновое сопротивление провода, принимается 450 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов, принимается 20;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v},$$

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс},$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

Удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}}, \quad (63)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{96}{110} = 0,9.$$

ОПН проходит проверку с учётом 1 класса по энергоемкости до 1,1 кДж/кВ.

9.3 Выбор и проверка оборудования НН

9.3.1 Выбор и проверка жесткой ошиновки 6 кВ

Жесткая ошиновка на ПС Бурун смонтирована в ЗРУ-6 кВ медными шинами марки МГТ 2x100x10 мм, $I_{\text{доп}} = 6060 \text{ А}$.

Определяется максимальный ток из условия 40% перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме на ПС Бурун:

$$I_{P_{\text{max тр}}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$I_{P_{\text{max тр}}} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 5395 \text{ А}.$$

Проверку по нагреву шины проходят:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$5395 \text{ А} \leq 6060 \text{ А}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C_T} \quad (64)$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{367 \cdot 10^6}}{91} = 210 \text{ мм}^2.$$

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (65)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{29900^2 \cdot 0,9^2}{3,3 \cdot 0,45} = 8,5 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины (пакетов шин), толщиной $b=1$ см, шириной $h=10$ см, см^3 ,

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{3},$$

$$W = \frac{10 \cdot 1^2}{3} = 3,3 \text{ см}^3,$$

a - расстояние между фазами, для КРУ СЭЩ-70 равно 0,45 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 0,9 м.

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $9,2 < 140$ МПа, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}}$, т. е. $9,2 \leq 0,7 \cdot 250 = 175$. В РУНН ПС Бурун для применяемых медных шин механическая прочность сохраняется, таблица 8.

Таблица 8– Проверка жёстких шин 6 кВ МГТ 2x100x10

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 5395 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 8,5 \text{ МПа}$ $F_{\min} = 210 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 6060 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ $F = 4000 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\max}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\min}$

Жесткая ошиновка РУ 6 кВ ПС Бурун смонтированная шинами МГТ 2x100x10 проходит по всем условиям проверки.

9.3.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Выполняется проверка установленных вводных выключателей ВВ4-12-6000 и выбор линейных выключателей ВВ/Тел-6-20/630 в ЗРУ-6 кВ ПС Бурун.

Выбор выключателей 6 кВ выполняется по ряду условий:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; 6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}; 5395 \text{ А} \leq 6000 \text{ А};$$

по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном}; 13,2 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА};$$

Проверка выключателей 6 кВ:

2. По термической устойчивости выключателя (интеграл Джоуля):

$$W_k = I_{но к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (66)$$

$$W_k = 13,2^2 \cdot (2,08 + 0,02) = 367 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$t_{отк} = t_{соб} + t_{рз},$$

$$t_{отк} = 2 + 0,08 = 2,08 \text{ с},$$

где $t_{отк}$ – время отключения выключателя,

$t_{соб}$ - собственное время отключения выключения, 0,08 с;

$t_{рз}$ - время срабатывания релейной защиты с учётом селективности 2 с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей, принимается 0,02 с для 110 кВ.

$$B_{к терм} = I_m^2 \cdot t_m, \quad (67)$$

$$B_{к терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина).

2. Номинальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в отключаемом токе, допустимое значение:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл ном},$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА},$$

где β_H – содержание аperiodической составляющей, $\beta_H = 40\%$;

$I_{откл ном}$ – номинальный ток отключения, 20 кА [5]

3. По отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном}, \quad (68)$$

$$13,8 \leq 20 \text{ кА}.$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{но к2}^{(3)} + i_{ат к2} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100} \right); \quad (69)$$

$$\sqrt{2} \cdot 13,2 + 0,6 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$19,2 \leq 28 \text{ кА.}$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}. \quad (70)$$

$$29,9 \leq 50 \text{ кА.}$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точке К2. Условия выбора и проверки сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете, таблица 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ VB4-12-6000 и ВВ/Тел-6-20/630

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Вводные Т1, Т2, секционный VB4-12-6000		
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6000 \text{ А}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $i_{вкл} = 50 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 294 \text{ А}$ $I_{по} = 13,8 \text{ кА}$ $i_{уд} = 29,9 \text{ кА}$ $V_{к.} = 367 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 13,2 \text{ кА}$ $i_{ат} = 0,6 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq V_{к.}$ $I_{откл} \geq I_{по}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Линейные ВВ/Тел-6-20/630		
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $i_{вкл} = 38 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{р \text{ вар } 1 \text{ ТП } 1-2-7} = 167 \text{ А}$ $I_{р \text{ вар } 1 \text{ ТП } 3-4-5-6} = 295 \text{ А}$ $I_{по} = 13,8 \text{ кА}$ $i_{уд} = 29,9 \text{ кА}$ $V_{к.} = 367 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 13,2 \text{ кА}$ $i_{ат} = 0,6 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $i_{вкл} \geq i_{уд}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq V_{к.}$ $I_{откл} \geq I_{по}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выключатели 6 кВ VB4-12-6000 и ВВ/Тел-6-20/630 подходят.

9.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ

В ЗРУ-6 кВ ПС Бурун установлены трансформаторы тока ТОЛ-10-1 и ТПШЛ-10.

Выбор и проверка трансформаторов тока выполняется аналогично выключателям 6 кВ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока ТОЛ-10-1 и ТПШЛ-10 приведена в таблице Д.4.

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=10$ ВА при $K_T=0,5$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (71)$$

$$Z_{2H} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (72)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,1}{5^2} = 0,24 \text{ Ом,}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом,}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение $q=4$ мм² КРВГ с медными жилами и удельным сопротивлением $c=0,0283$. Длину проводов примем $l=60$ м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (73)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

$$z_2 = 0,24 + 0,035 + 0,1 = 0,38 \text{ Ом},$$

$$z_2 = 0,1 + 0,035 + 0,1 = 0,24 \text{ Ом}.$$

Результат выбора и проверки трансформаторов тока показан в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка трансформатора тока ТОЛ-10-1 и ТПШЛ-10

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Вводные Т1, Т2, секционный ТПШЛ-10		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{H}} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 5395 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 29,9 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 367 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{\text{Нр}} = 0,38 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{yд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_{2\text{H}} \geq Z_{\text{Нр}}$
Линейные ТОЛ-10-1		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{H}} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{р вар 1 ТП 1-2-7}} = 167 \text{ А}$ $I_{\text{р вар 1 ТП 3-4-5-6}} = 295 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 29,9 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 367 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{\text{Нр}} = 0,24 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{yд}}$ $I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \geq B_{\text{к}}$ $Z_{2\text{H}} \geq Z_{\text{Нр}}$

По данным сравнения выбранные марки трансформаторов тока ТОЛ-10-1 и ТПШЛ-10 подходят.

9.3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ

В ЗРУ-6 кВ ПС Бурун установлены трансформаторы напряжения НТМИ-6. Выбор и проверка трансформаторов напряжения НТМИ-6 выполняется аналогично трансформаторам напряжения 110 кВ. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения НТМИ-6 по приведена в таблице Д.5.

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 72,5 \text{ Вт},$$

$$S_{2\Sigma} = 72,5 \text{ ВА}.$$

В таблице 11 приведены результаты выбора ТН-6 кВ.

Таблица 11 – Выбор трансформатора напряжения НТМИ-6

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 6 \text{ кВ}$ $S_P = 72,5 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 6 \text{ кВ}$ $S_H = 300 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

По данным сравнения установленные трансформаторы напряжения подходят.

9.3.5 Проверка токоограничивающих реакторов 6 кВ

На ПС Бурун установлены реакторы РТСТСГ-6-2х3000-0,35У1.

Требуется проверить данное оборудование. Проверка выполняется аналогично выключателям 6 кВ. В таблице 12 приведены результаты проверки реакторов.

Таблица 12 – Проверка реакторов 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6000 \text{ А}$ $i_{вкл} = 63 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 5395 \text{ А}$ $i_{y0} = 29,9 \text{ кА}$ $V_k = 367 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $i_{вкл} \geq i_{y0}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq V_k$

По данным проверки реактор подходит.

9.3.6 Проверка ограничителей перенапряжений 6 кВ

На ПС Бурун установлены ОПН – 6/17,3 [5], в таблице 13 указываются условия проверки, аналогичные ОПН-110 кВ

ОПН принят с учётом 1 класса по энергоемкости до 1,1 кДж/кВ.

Таблица 13 – Проверка ограничителей перенапряжения 6 кВ ОПН – 6/17,3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$\mathcal{E}^*_{ном} = 1,1 \text{ кДж/кВ}$ (для класса 1)	$\mathcal{E}^*_{уст} = 0,7 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{ном} \geq \mathcal{E}^*_{уст}$

9.3.7 Выбор и проверка изоляторов 6 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-6-20 УХЛ1 с $F_{разр} = 3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (74)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{29900^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 232 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

Таблица 14 – Выбор опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{расч} = 232 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

9.3.8 Выбор и проверка ячеек КРУ 6 кВ

На ПС Бурун выбирается КРУ серии СЭЩ-70 [8] в качестве замены линейным ячейкам КРУ К-ШУ. Выбор и проверка КРУ-6 кВ выполняется аналогично выключателям 6 кВ, в таблице Д.6 указываются результаты проверки.

По данным сравнения выбранная ячейка КРУ СЭЩ-70 подходит.

9.3.9 Выбор и проверка выключателей нагрузки в распределительной сети 6 кВ

В распределительной сети 6 кВ города Владивосток требуется выбрать и проверить выключатели нагрузки 6 кВ, устанавливаемых на ТП для защиты трансформаторов 6/0,4 кВ от перегрузки.

Выбор выключателей нагрузки выполняется по ряду условий:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; 6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ};$$

по длительному току, для ТП-1:

$$I_{P \text{ ВНТП}} = \frac{S_{НОМ \text{ ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{P \text{ ВНТП}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6} = 24 \text{ А} .$$

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad 24 \text{ А} \leq 400 \text{ А};$$

Проверка выполняется по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}.$$

$$25,2 \leq 31,5 \text{ кА}.$$

Проверка термической устойчивости (интеграл Джоуля):

$$W_k = I_{но \text{ кЗ}}^2 \cdot (t_{отк} + T_a);$$

$$B_{к} = 11,1^2 \cdot (0,5 + 0,02) = 64 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$t_{отк} = t_{собр} + t_{рз},$$

$$t_{отк} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с},$$

$$B_{к терм} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{к терм} = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2\text{с},$$

Результаты проверки выключателей нагрузки 6 кВ сведены в таблицу Д.7. Для всех ТП распределительной сети 6 кВ, подключаемой к ПС Бурун выключатели нагрузки подходят по результатам выбора и проверки.

9.3.10 Выбор и проверка предохранителей в распределительной сети 6 кВ

В распределительной сети 6 кВ города Владивосток требуется выбрать и проверить предохранители 6 кВ, устанавливаемых на ТП для защиты трансформаторов 6/0,4 кВ.

Выбор предохранителей выполняется аналогично выключателям нагрузки.

Результаты проверки предохранителей 6 кВ сведены в таблицу Д.8.

Для всех ТП распределительной сети 6 кВ, подключаемой к ПС Бурун предохранители подходят по результатам выбора и проверки.

9.4 Заземление и молниезащита подстанции «Бурун»

Заземление ПС Бурун выполняется для обеспечения безопасности обслуживающего персонала, поэтому сетка заземления выносится за границы территории ПС на 1,5 м [26].

Используя данные интернет ресурса Yandex-maps, выполняется замер ОРУ ПС Бурун, территория для сооружения ОРУ ПС Бурун составляют в длину 68,5 м, в ширину 50 м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), \quad (75)$$

$$S = (68,5 + 2 \cdot 1.5) \cdot (45 + 2 \cdot 1.5) = 3432 \text{ м}^2$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде электродов из стали круглого сечения, по условиям механической прочности, принимаем $d=20\text{мм}$.

Сечение по условиям механической прочности составляет:

$$F_{\text{мн}} = \pi \cdot r^2; \quad (76)$$

$$F_{\text{мн}} = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2;$$

Сечение по условиям термической стойкости составляет:

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{откл}}}{400 \cdot \beta}}, \quad (77)$$

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{12300^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 42 \text{ мм}^2,$$

где $t_{\text{откл}} = 0.1 \text{ с}$ – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости (для стали).

$I_{\text{КЗ}}$ - значение тока КЗ ПС «Бурун», 45800 А.

Сечение по условиям коррозионной стойкости составляет:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{CP}} \cdot (d + S_{\text{CP}}), \quad (78)$$

где $S_{\text{CP}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k$,

$T = 240$ мес – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:
 $a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (20 + 2,024) = 140 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{\text{мн}} \geq F_{\text{мин}} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}, \quad (79)$$

$$314 \geq 42 + 140,$$

$$314 \geq 182 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{\text{п-п}} = 5$ м, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_{\Gamma} = \frac{68,5 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) + \frac{45 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (68,5 + 2 \cdot 1,5) = 1573 \text{ м}. \quad (80)$$

$$\text{Количество горизонтальных полос: } \frac{68,5 + 2 \cdot 1,5}{5} + \frac{45 + 2 \cdot 1,5}{5} = 24.$$

Принимаем общее число горизонтальных полос $n_{\Gamma} = 24$.

Определяем количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a = 2 \cdot l_{\text{п-п}} = 10$ м.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (81)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3432}}{10} = 23.$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя по двухслойной модели грунта, в таком случае $\rho_{эKB}=30$ Ом*м, l_A - длина вертикальных электродов, принимаем 3 м; A - коэффициент подобия, принимается по [37] для принятой длины вертикальных электродов 3 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}},$$

$$\frac{3}{\sqrt{3432}} = 0.05.$$

Принимается коэффициент $A=0.4$.

$$R = \rho_{эKB} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right),$$

$$R_{S1} = 30 \cdot \left(\frac{0.4}{\sqrt{3432}} + \frac{1}{1573 + 23 \cdot 3} \right) = 0,22 \text{ Ом.}$$

Находятся импульсные коэффициенты

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{эKB} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (82)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3432}}{(30+320) \cdot (45,8+45)}} = 1,66;$$

Импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции, Ом:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u, \quad (83)$$

$$R_{u1} = 0,22 \cdot 1,66 = 0,37,$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям [24] должно быть не более 0.5 Ом.

Для исключения возможности попадания персонала под действие шагового напряжения, согласно [24], вокруг фундаментов оборудования на глубине 0,5 м устраивается замкнутый контур и подключается к основному контуру заземления ОРУ ПС.

В соответствии с [24], защита ОРУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Молниеотводы в количестве 8 штук на ОРУ ПС Бурун выполняются следующим образом, рисунок Д.1:

- стойки под молниеотводы и молниеприёмники на линейных порталах под номерами М 1, М 8, М 2, М 7;
- отдельностоящие мачтовые молниеотводы под номерами М 3, М 4, М 5, М 6.

Рассчитывается система молниеотводов 1-2 для показательного расчёта.

Принимаем высоту молниеотвода:

$$H = 20 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot H; \quad (84)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0.85 \cdot 20 = 17 \text{ м};$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot H) H ; \quad (85)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта принимается для линейного и трансформаторного портала $h_i = 11 \text{ м}$.

Расстояние между молниеотводами $L = 21,5 \text{ м}$.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих МО при $L \leq 2 \cdot H$, $21,5 \leq 40$:

$$r_{\text{С0}} = r_0 = 21,2 \text{ м}.$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{\text{СХ}} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (H - L), \quad (86)$$

$$h_{\text{СХ}} = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (21,5 - 20) = 16,7 \text{ м}.$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (87)$$

$$r_x = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{17} \right) = 7,5 \text{ м}.$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right), \quad (88)$$

$$r_{cx} = 21,2 \cdot \left(\frac{16,7 - 11}{16,7} \right) = 7,3 \text{ м.}$$

Зоны защиты молниеотводов указываются в таблице 15 и на листе графической части №5, согласно чертежу, требуемое оборудование защищено.

Таблица 15 – Зоны защите систем молниеотводом ПС Бурун

Характеристика молние-защиты	М 1 - М 2	М 2 - М 3	М 3 - М 4	М 4 - М 5	М 5 - М 6	М 6 - М 7	М 7 - М 8	М 1 - М 8
Принимаем высоту молниеотвода H , м	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Высота зоны защиты при высоте МО $h_{эф}$, м	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0
Радиус круга зоны защиты на уровне земли r_0 , м	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2
Высота защищаемого объекта h_i , м	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_x , м	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Расстояние между молниеотводами L , м	21,5	23,0	25,0	18,5	24,0	20,0	21,0	45,0
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли r_{c0} , м	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	21,2	20,1
Минимальная высота зоны защиты h_{cx} , м	16,7	16,5	16,1	17,3	16,3	17,0	16,8	12,6
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта r_{cx} , м	7,3	7,0	6,7	7,7	6,9	7,5	7,3	2,6

10 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ К ТОКАМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Проверка сечений кабельных линий на термическую стойкость к токам короткого замыкания выполняется по выражениям, для кабелей 6 кВ до ТП-1:

$$B_{\kappa} \leq I_m^2 \cdot t_m,$$

где I_m – ток термической стойкости кабелей по [10], для АПвПу2Г 3х(1х185) – 34,7 кА, АПВП 3х50 – 14,7 кА, АПВП 3х150 – 24,2 кА;

t_m – расчётное время выдерживаемого воздействия тока короткого замыкания, по [25] 1 с.

$$B_{\kappa} = I_{\text{но } \kappa 2}^2 \cdot (t_{\text{омк}} + T_a);$$

$$B_{\kappa} = 11,1^2 \cdot (0,5 + 0,02) = 64 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$t_{\text{омк}} = t_{\text{собр}} + t_{\text{рз}},$$

$$t_{\text{омк}} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с},$$

$$I_m^2 \cdot t_m = 4,7^2 \cdot 1 = 66 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (89)$$

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{64 \cdot 10^6}}{88} = 91 \text{ мм}^2,$$

где B_k - тепловой импульс, kA^2c ;

C_T - температурный коэффициент, равный 88 для кабелей с алюминиевыми жилами.

Для кабелей 110 и 6 кВ результаты проверки приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка кабельных линий на термическую стойкость к токам короткого замыкания

кабель	$I_{по}$, кА	I_m , кА	$t_{отк}$, с	B_k , kA^2c	$I_m^2 \cdot t_m$, kA^2c	$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m$	F_{min} , мм^2	$F_{факт}$, мм^2
110 кВ на ПС Бу-рун АПвПу2Г 3х(1х185)	12,3	32,9	0,5	367	1082	$367 \leq 1082$	175	185
6 кВ на ТП-1 АПВП 3х50	11,1	14,7	0,5	64	66	$64 \leq 66$	91	50, усиление до 95 мм^2
6 кВ на ТП-1 АПВП 3х150	8,2	24,2	0,5	35	66	$35 \leq 66$	67	150

По результатам расчётов кабельная линия 6 кВ ТП-1-2-3 усиливается кабелем АПВП 3х95.

11 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЧАСТИ ГОРОДА ВЛАДИВОСТОК ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

По результатам расчётов на предварительном этапе была определена токовая нагрузка, выбран способ прокладки кабелей 110 кВ, учтены поправочные коэффициенты на условия поправки в городе Владивосток. С учётом роста нагрузки на ПС Бурун было выбрано сечение жил КЛ-110 кВ 185 мм². По результатам расчётов токов короткого замыкания для расчётных условий получения максимально возможных уровней токов короткого замыкания было определено минимальное сечение жил КЛ 110 кВ по условию термической стойкости, поэтому целесообразно увеличить сечение КЛ 110 кВ до 400 мм², [16].

Конструктивно кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена 110 кВ прокладываются в траншеях на глубине 1,5 м, расположение кабелей треугольником для сокращения габаритов прокладки, рисунок Е.1.

Кабели 110 кВ изготавливаются в одножильном исполнении. Конструкция кабеля показана на рисунке Е.2:

1. Токопроводящая жила (ТПЖ) — круглая, многопроволочная, уплотнённая медная или алюминиевая с продольной герметизацией в виде водоблокирующих лент;
2. Электропроводящий экран по жиле из электропроводящего сшитого полиэтилена;
3. Изоляция из сшитого полиэтилена;
4. Электропроводящий экран по изоляции из электропроводящего сшитого полиэтилена;
5. Экран из медных проволок, поверх проволок спирально наложена медная лента;
6. Оптоволоконный датчик температуры, встроенный в экран выполняется по требованию заказчика;

7. Разделительный слой, обмотка полупроводящей водоблокирующей лентой;

8. Поперечная герметизация в виде алюмополимерной ленты с проклеенным швом;

9. Наружная оболочка Полиэтилен высокой плотности.

По результатам расчётов на предварительном этапе была определена токовая нагрузка, выбран способ прокладки кабелей 6 кВ, учтены поправочные коэффициенты на условия поправки в городе Владивосток. Произведен расчёт схемы распределительных сетей 6 кВ города Владивосток и выбрано сечение жил КЛ-6 кВ 50 и 150 мм². По результатам расчётов токов короткого замыкания для расчётных условий получения максимально возможных уровней токов короткого замыкания было определено минимальное сечение жил КЛ 10 кВ по условия термической стойкости, поэтому целесообразно увеличить сечение КЛ 6 кВ на ТП 1,2,3 до 95 мм², [13].

Конструктивно кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена 6 кВ прокладываются в траншеях на глубине 1 м, расположение кабелей треугольником для сокращения габаритов прокладки, рисунок Е.3.

Кабели 110 кВ изготавливаются в одножильном исполнении. Конструкция кабеля показана на рисунке Е.4:

1. Круглая многопроволочная уплотненная жила (алюминиевая или медная);
2. Экструдированный полупроводящий слой из сшитого полиэтилена;
3. Экструдированный сшитый полиэтилен;
4. Экструдированный полупроводящий слой из сшитого полиэтилена;
5. Слой электропроводящей бумаги или электропроводящей водоблокирующей ленты;
6. Экран из медных проволок, поверх которых наложена медная лента;
7. Разделительный слой из кабельной бумаги или прорезиненной ткани;
8. Алюмополимерная лента;
9. Оболочка из полиэтилена.

Глубина заложения кабелей 6-110 кВ по трассе принята в соответствии с требованиями ПУЭ. Расположение кабеля принято по схеме «треугольник» для улучшения работы кабеля, за исключением участков на подходе к соединительным муфтам с устройствами транспозиции экранов. На этих участках жилы кабеля прокладываются горизонтально. Кабели в траншее прокладываются с запасом 6% для компенсации возможных смещений почвы, температурных деформаций кабелей. Учен запас кабеля на углы поворота и ремонт.

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

12.1 Релейная защита силового трансформатора на ПС Бурун

На ПС Бурун устанавливаются два отдельно работающих трансформатора мощностью 40 МВА, в ВКР используются комплекты защит трансформаторов «Сириус-Т».

12.1.1 Дифференциальная защита

Расчет выполняется в следующем порядке, [14].

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{ном.110} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в}} \quad (90)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{в}$ - номинальное напряжение обмотки ВН.

$$I_{ном110} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201A.$$

Номинальный ток обмотки НН и СН трансформатора определяется аналогично:

$$I_{ном.35} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 601A,$$

$$I_{ном.6} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3853A.$$

Вторичный ток в плечах защиты определяется по формуле, А

$$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I} \quad (91)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в звезду, и $\sqrt{3}$ при соединении в треугольник;

K_I – коэффициент трансформации ТТ.

Вторичные токи в плечах защиты, таблица 17.

Таблица 17 – Расчёт вторичных токов ТТ

параметр	Обозначение и расчётная формула	Числовое значение для стороны		
		110кВ	35кВ	6 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном}, А$	201	601	3853
Схема соединения трансформаторов тока		Y-0	Y	Δ
Коэффициент схемы	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	300/5	1000/5	6000/5
Тип трансформатора тока		ТРГ-110	ТОЛ-35	ТПШЛ-10
Вторичный ток в цепях защиты, А	$I_{2ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	$\frac{201 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 1,16$	$\frac{601 \cdot 1}{1000/5} = 3$	$\frac{3853 \cdot 1}{6000/5} = 3,2$

Выбор уставок дифференциального органа с торможением.

Определяется максимальный расчетный ток небаланса:

$$I_{нб макс} = I_{н тт} \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр});$$

$$I_{нб макс} = 5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) = 1,45 \%;$$

где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, 1;

$I_{н тт}$ - номинальный ток трансформатора тока по вторичной обмотке, 5 А;

$\Delta U_{рег}$ - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого напряжения, 0,16;

$\Delta f_{\text{выр}}$ - относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН, СН и НН, 0,03;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, 0,1;

Относительное значение тока КЗ на стороне ВН трансформатора:

$$I_K^* = \frac{I_{K1}}{I_{\text{ном}}};$$

$$I_K^* = \frac{12300}{201} = 61;$$

где I_{K1} - ток трехфазного КЗ на стороне ВН трансформатора;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток стороны ВН.

Начальный дифференциальный ток срабатывания:

$$I_{\text{д нач}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб макс}};$$

$$I_{\text{д нач}} \geq 1,3 \cdot 1,45 = 1,885 \%,$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,3.

Принимаем $I_{\text{д ср}} = 190\%$.

Расчетный ток небаланса при $k_{\text{пер}} = 2$:

$$I_{\text{нб макс}} = I_K^* \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}});$$

$$I_{\text{нб макс}} = 61 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) = 24 \text{ А};$$

Расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчётном внешнем КЗ, А:

$$I_{\Delta \text{ расч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб макс}};$$

$$I_{\Delta \text{ расч}} = 1,3 \cdot 24 = 31 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\Delta \text{ расч}} - I_{\Delta \text{ нач}}}{I_{\text{торм расч}} - I_{\text{торм нач}}};$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{10,6 - 1,9}{61 - 1} = 0,14,$$

где $I_{\text{торм расч}} = I_K^* = 61$ - расчётный тормозной ток;

$I_{\text{торм нач}}$ - начальный тормозной ток, 100%.

Примем $K_{\text{торм}} = 4\%$.

Программную накладку №11 устанавливаем в положение «4» (режим непрерывной работы).

Отстройка от бросков тока намагничивания, принимаем:

$$I_{\text{ДТО}} \geq 6 \text{ А.}$$

Расчетный ток небаланса при $k_{\text{пер}}=4$:

$$I_{\text{нб макс}} = I_K^* \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}});$$

$$I_{\text{нб макс}} = 61 \cdot (4 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) = 36 \text{ А.}$$

Отстройка от максимального тока небаланса при внешних КЗ:

$$I_{ДТО} = k_{отс} \cdot I_{нб\ макс};$$

$$1,5 \cdot 36 = 54 \text{ А.}$$

Примем $I_{ДТО} = 60 \text{ А}$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.} = 0,8 \text{ с}$.

12.1.2 Максимальная токовая защита

МТЗ устанавливается со стороны питания силового трансформатора. Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока нагрузки определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам} \cdot I_{р.мах}}{K_{\theta}}, \quad (92)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 201}{0,95} = 634 \text{ А,}$$

где $I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток, А;

K_n – коэффициент надёжности, $1,2 \div 1,3$;

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска, принимается равным 2,5;

$K_{\theta} = 0,95$ – коэффициент возврата.

Ток срабатывания защиты по условию согласования с ДТО определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = K_n \cdot K_{ток} \cdot I_{сз\ ДТО};$$

$$I_{с.з.} = 1 \cdot 1,1 \cdot 60 = 66 \text{ А,}$$

где $K_{ток}$ – коэффициент запаса по току, 1;

K_n – коэффициент надёжности, 1,1;

$I_{сз ДТО}$ – ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки, 60 А.

Принятый ток срабатывания МТЗ – 2500 А.

Полученное значение тока в % от номинального тока терминала:

$$I_{сз.уст} = \frac{I_{сз.}}{I_{н\text{ мт}} \cdot K_{Т\text{ НН}}} \cdot 100\% ;$$

$$I_{сз.уст} = \frac{2500}{5 \cdot 6000 / 5} \cdot 100\% = 41\% ;$$

Проверяем чувствительность МТЗ по минимальному току короткого замыкания в месте установки защиты:

$$K_{ч.} = \frac{I_{КЗ\text{ min}}^{(2)}}{I_{сз.}} \geq 1,5, \quad (93)$$

где $I_{КЗ\text{ min}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ в минимальном режиме работы при КЗ на стороне 6 кВ ПС, 13810 А.

$$K_{ч.} = \frac{0,87 \cdot 13220}{2500} = 4,6 > 1,5.$$

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{сз.} = 0,3 + 0,8 = 1,1$ с (степень селективности 0,3 с).

12.1.3 Защита от перегрузки

Номинальный ток обмотки НН трансформатора в режиме перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ном.б} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (94)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

U_H - номинальное напряжение обмотки НН.

$$I_{номб} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 5395 A$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{номб}}{K_B}, \quad (95)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

K_B – коэффициент возврата, 0,95.

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 5395}{0,95} = 5963 A.$$

Полученное значение тока в % от номинального тока терминала:

$$I_{с.з. уст} = \frac{I_{с.з.}}{I_{н.тт} \cdot K_{Г ВН}} \cdot 100\% ;$$

$$I_{с.з. уст} = \frac{5963}{5 \cdot 6000 / 5} \cdot 100\% = 99\% ;$$

Примем $I_{зп НН} = 100\%$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.} = 1,1 + 0,3 = 1,4$ с

(степень селективности 0,3 с).

Аналогично расчёт выполняется для строны ВН:

$$I_{ном.110} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}$$

$$I_{ном110} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 281 A$$

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном110}}{K_{\phi}},$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 281}{0,95} = 311 A.$$

$$I_{с.з. уст} = \frac{I_{с.з.}}{I_{н.тт} \cdot K_{Т ВН}} \cdot 100\% ;$$

$$I_{с.з. уст} = \frac{311}{5 \cdot 300 / 5} \cdot 100\% = 104\% ;$$

Примем $I_{3П ВН} = 105\%$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.} = 1,7 + 0,3 = 2,0$ с
(степень селективности 0,3 с).

Аналогично расчёт выполняется для строны СН:

$$I_{ном.35} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}$$

$$I_{ном35} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 841 A$$

$$I_{c.з.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном35}}{K_{\epsilon}},$$

$$I_{c.з.} = \frac{1,05 \cdot 841}{0,95} = 929 \text{ А.}$$

$$I_{c.з. уст} = \frac{I_{c.з.}}{I_{н.тт} \cdot K_{Т.СН}} \cdot 100\% ;$$

$$I_{c.з. уст} = \frac{929}{5 \cdot 1000 / 5} \cdot 100\% = 93\% ;$$

Примем $I_{зп.СН} = 93\%$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{c.з.} = 1,4 + 0,3 = 1,7$ с (степень селективности 0,3 с).

12.2 Релейная защита кабелей 6 кВ

Питание новых потребителей района города Владивостока осуществляется по двум двухцепным кабельным линиям 6 кВ. Защита данных линий осуществляется микропроцессорными терминалами «Сириус-Л», [14].

12.2.1 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания защиты определяется по выражению для КЛ на ТП 1,2,7, кА:

$$I_{c.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{c.з.}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{p.max}, \quad (95)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$;

$k_{c.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_{ϵ} – коэффициент возврата, $k_{\epsilon} = 0,95$;

$I_{p.max}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ равен:

$$I_{c.з.} \geq \frac{k_H \cdot k_{c.з.}}{k_B} \cdot I_{p.max} ,$$

$$I_{c.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 330 = 380 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з.}, \quad (96)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 6 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном.} = 300$ А, следовательно коэффициент трансформации определяется как:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (97)$$

$$k_T = \frac{300}{5} = 60 \text{ А,}$$

$$I_{c.p.} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з.},$$

$$I_{c.p.} = \frac{1}{60} \cdot 330 = 6,4 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (98)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6970}{330} = 25,3 \geq 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания выбирается по условию:

$$t_{c.з.} = t_{p.з.} + \Delta t, \quad (99)$$

$$t_{c.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525 \text{ с.}$$

Для остальных линий результаты расчёта МТЗ сведём в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчёт МТЗ

Магистраль	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_{кл},$ А	$I_{н тт},$ А	пТ	$I_{c.з.},$ кА	$I_{c.p.},$ А	$K_{\text{ч}}$	Сравнение
ТП1-2-7	11,11	9,67	167	300	60	0,38	6,37	25,3	25,3 > 1,5 - верно
ТП3-4-5-6	8,21	6,29	295	300	60	0,38	6,37	16,5	16,5 > 1,5 - верно

12.2.2 Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{c.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (100)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для микропроцессорной защиты равным 1,1;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 11,11 = 12,22 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{ч} = \frac{9,67}{12,22} = 0,8 < 2 ,$$

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{12220}{60} = 204 \text{ А .}$$

Выдержка времени ТО: $t_{с.з.} \approx 0,5 \text{ с .}$

Для остальных линий результаты расчёта релейной защиты сведём в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчёт токовой отсечки

Магистраль	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_{кл},$ А	$I_{НТТ},$ А	$I_{с.з.},$ кА	пТ	$I_{с.р},$ А	$K_{ч}$	Сравнение
ТП1-2-7	11,11	9,67	167	300	12,22	60	203,7	0,80	0,8 < 2 - неверно
ТП3-4-5-6	8,21	6,29	295	300	9,03	60	150,5	0,70	0,7 < 2 - неверно

12.2.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для КЛ равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} , \tag{101}$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_c, \quad (102)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 5,3$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии ТП1,2,7 равен, А:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (103)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 6 \cdot 1,8}{10} = 1,5,$$

где U_H – номинальное напряжение сети, 6 кВ;

L_K – суммарная длина КЛ до ТП1,2,7, 1,8 км.

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 5,3 - 1,5 = 3,9.$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = 3,9 / 1,5 = 2,6.$$

Для остальных линий результаты расчёта защиты от однофазных замыканий на землю сведём в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчёт защиты от однофазных замыканий на землю

Магистраль	$I_{повр.л}, А$	$I_{ТНП.повр.л}, А$	$I_{с.з}, А$
ТП4 - ТП3 - ТП2 - ТП1	1,5	3,9	2,6
ТП7 - ТП6 - ТП5	3,9	1,5	1

12.3 Автоматика

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания [35].

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.}=(0,25\div 0,40)\cdot U_{ном}, \quad (104)$$

$$U_{с.з.}=0,4\cdot 6000=240 В.$$

Выдержка времени АВР $t_{АВР}=2+0,3=2,3$ с отстроена от наибольшего времени срабатывания защит, [35].

Устройства АВР применяются для:

1. Обеспечения возможного раннего выявления отказа рабочего источника питания;
2. Возможного полного сохранения технологического процесса;
3. Недопущения включения резервного источника питания на короткое замыкание;
4. Недопущения подключения потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

13 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАС- СМАТРИВАЕМОЙ ЧАСТИ ГОРОДА ДО И ПОСЛЕ РЕКОНСТРУК- ЦИИ

В качестве показателя надежности используется вероятность отказов эле-
ментов сети 110 кВ. Расчет надежности произведем аналитическим методом [27].
Данный метод заключается в определении количественных вероятностных зна-
чений надежности, для случая полного погашения ПС Бурун.

Составляется расчетная схема (рисунок 8,10). В схему замещения (рисунок
9,11) входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснаб-
жения ПС Бурун, к таким элементам относятся: ВЛ 110 кВ, выключатели ВН
проходных подстанций, выключатели ВН, НН, трансформаторы ПС Бурун.

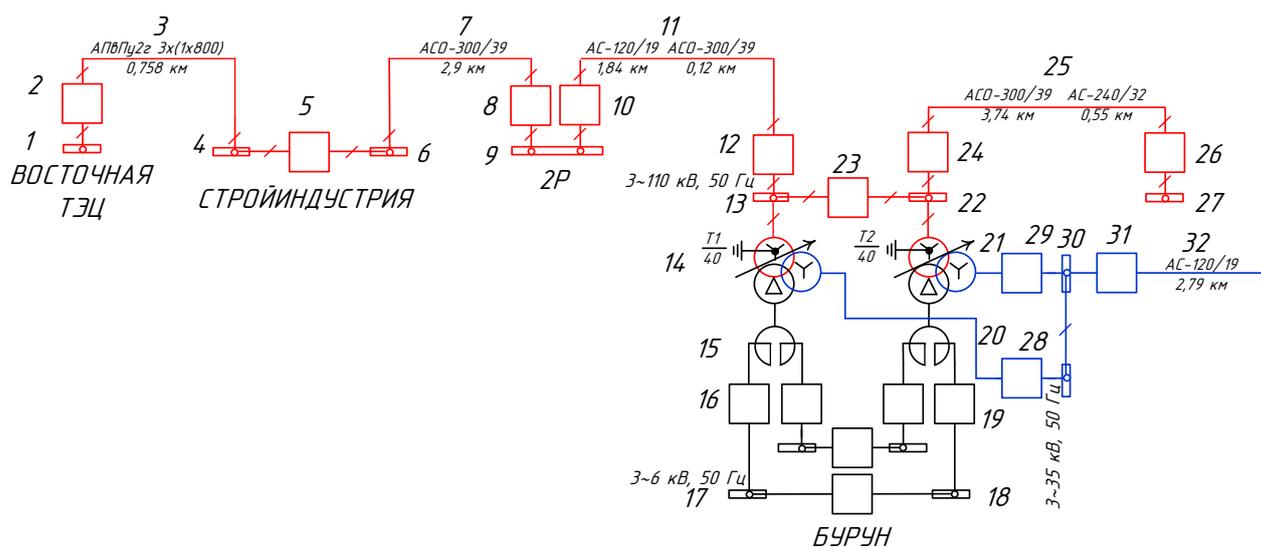


Рисунок 8 - Расчетная схема сети до реконструкции

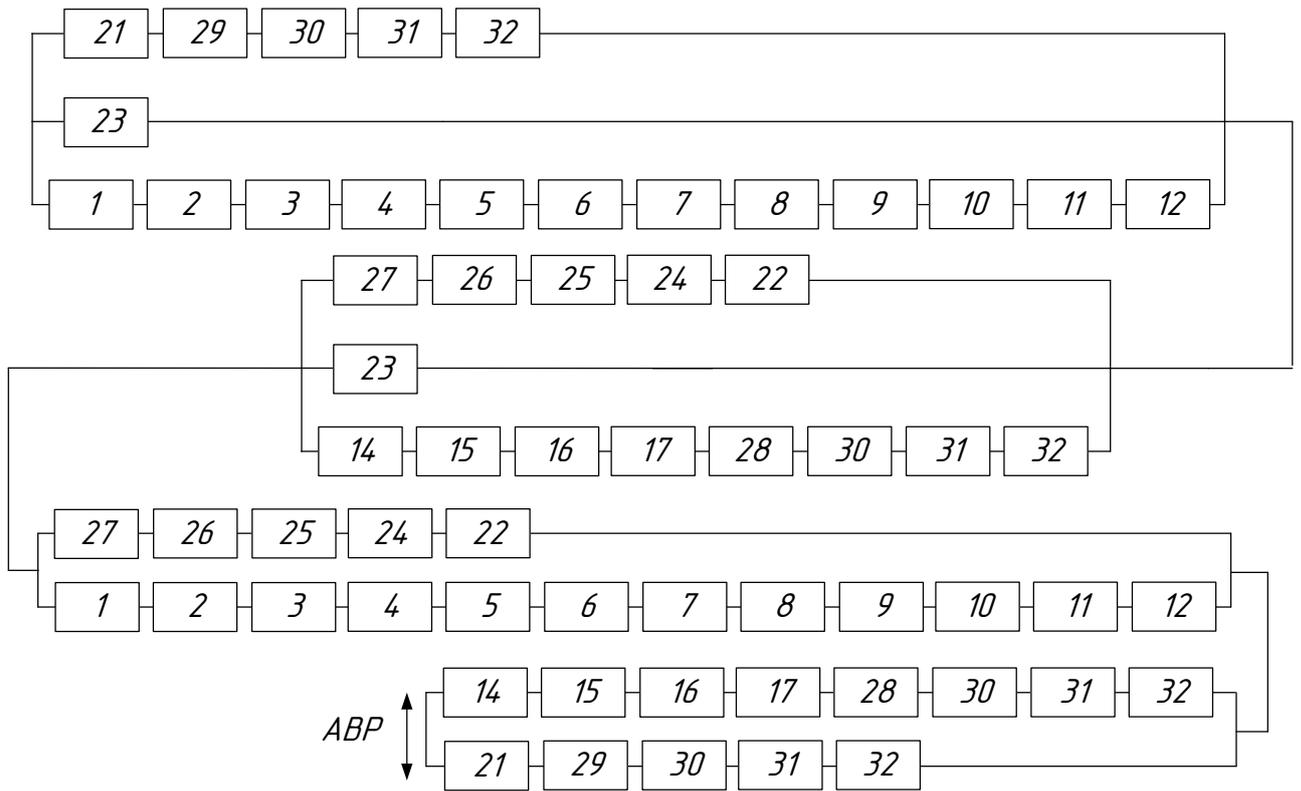


Рисунок 9 – Схема замещения сети до реконструкции

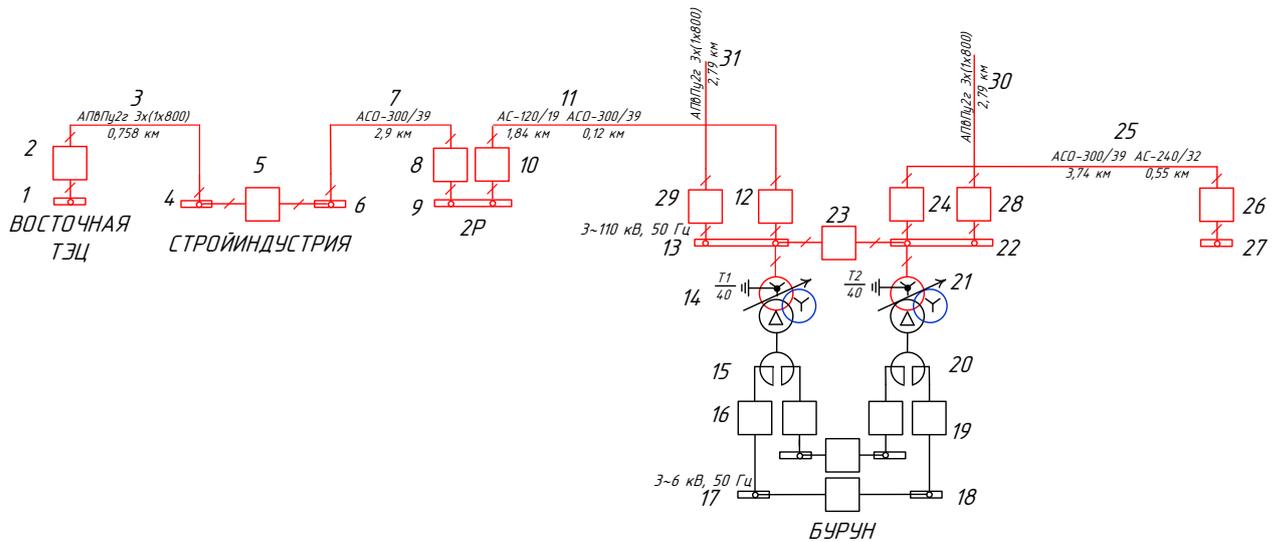


Рисунок 10 - Расчетная схема сети по варианту 2

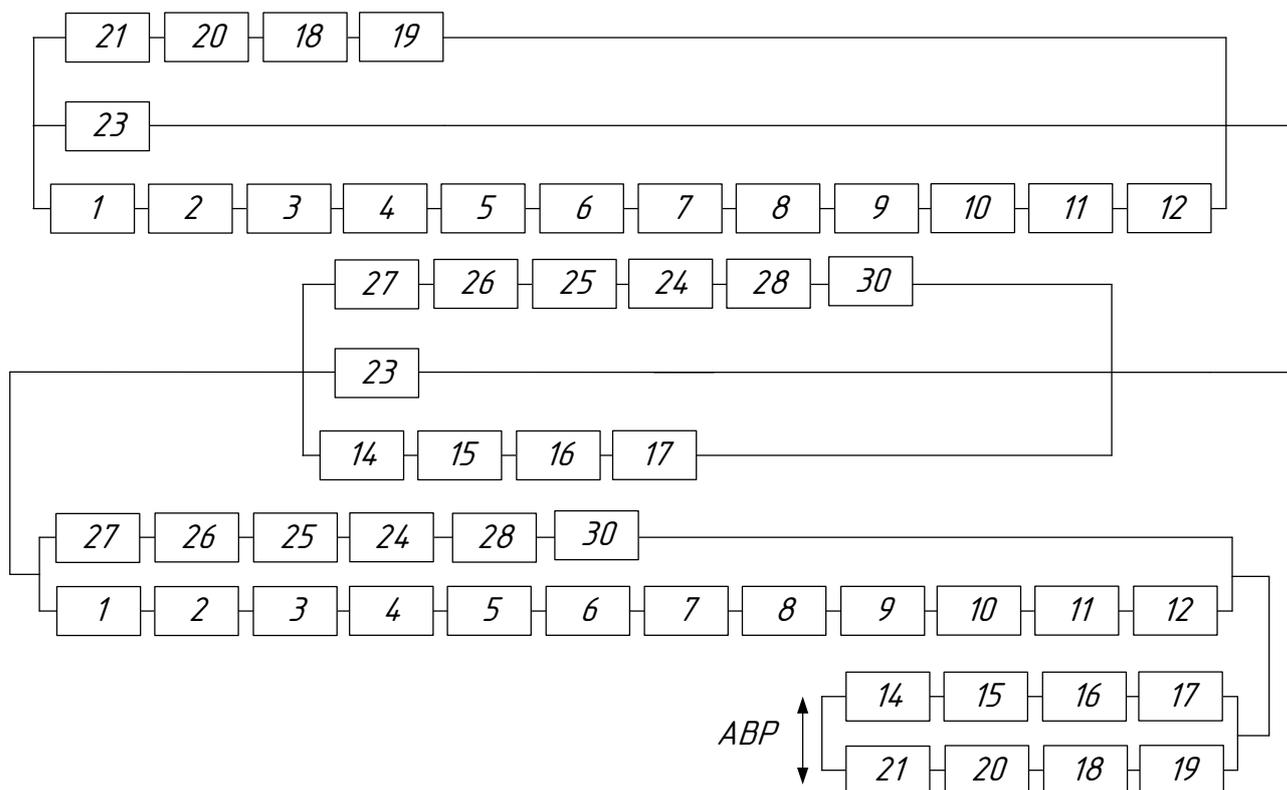


Рисунок 11 – Схема замещения сети 35-110 кВ по варианту 2

Расчётным случаем предусматривается питание от шин ТЭЦ Восточная на шш1 ПС Бурун и питание от шин ПС Волна на шш2 ПС Бурун, секционный выключатель на ПС Бурун нормально считается отключенным. В схеме замещения учитываются шины и выключатели транзитных подстанций Стройиндустрия, 2Р, через элементы которых проходит транспорт электроэнергии до ПС Бурун. От ПС Бурун в схему замещения до реконструкции вводится участок сети 35 кВ до шин ПС Академическая, в схему замещения по варианту 2 вводится участок сети 110 кВ до шин ПС Академическая, тем самым учтён системный эффект от реконструкции ПС Бурун. Справочные данные по показателям надёжности учитывают состояние оборудования до реконструкции (масляные высоковольтные выключатели) и после реконструкции (элегазовые высоковольтные выключатели, кабельные линии 110 кВ с меньшей повреждаемостью по сравнению с воздушными линиями).

Справочные данные по элементам сети показаны в таблице 21, [6].

Таблица 21 – Параметры надежности элементов схемы

Элемент схемы	λ , 1/год	t_B , ч	q
Схема до реконструкции			
Выключатели 35 кВ, (масляные)	0,05	20	0,000114
Выключатели 110 кВ, (масляные)	0,05	20	0,000114
Трансформатор силовой 40000/110	0,014	70	0,000112
КЛ 110 кВ (одноцепная L=0,758 км)	0,032	16	0,000044
ВЛ 110 кВ (одноцепная L=2,9 км)	0,089	8,8	0,000259
ВЛ 110 кВ (одноцепная L=1,96 км)	0,089	8,8	0,000175
ВЛ 110 кВ (одноцепная L=4,29 км)	0,089	8,8	0,000384
ВЛ 35 кВ (одноцепная L=2,79 км)	0,065	9	0,000286
Выключатели 6 кВ, (вакуумные)	0,04	20	0,000091
сш 110 кВ	0,016	5	0,000009
сш 35 кВ	0,02	7	0,000016
сш 6 кВ	0,03	5	0,000017
реактор	0,08	20	0,000183
Схема после реконструкции			
Выключатели 110 кВ, (элегазовые)	0,02	20	0,000046
Трансформатор силовой 40000/110	0,014	70	0,000112
КЛ 110 кВ (одноцепная L=0,758 км)	0,032	16	0,000044
ВЛ 110 кВ (одноцепная L=2,9 км)	0,089	8,8	0,000259
ВЛ 110 кВ (одноцепная L=1,96 км)	0,089	8,8	0,000175
ВЛ 110 кВ (одноцепная L=4,29 км)	0,089	8,8	0,000384
КЛ 110 кВ (одноцепная L=2,79 км)	0,032	16	0,000251
Выключатели 6 кВ, (вакуумные)	0,04	20	0,000091
сш 110 кВ	0,016	5	0,000009
сш 6 кВ	0,03	5	0,000017
реактор	0,08	20	0,000183

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются вероятности отказа каждого элемента схемы замещения, на примере выключателя 110 кВ:

$$q = \frac{\lambda \cdot t_B}{8760}; \quad (105)$$

$$q = \frac{0,05 \cdot 20}{8760} = 0,000114.$$

2. Рассчитывается вероятность отказа схемы в целом. Схема замещения для каждого варианта эквивалентруется в смысле надёжности:

До реконструкции:

$$q_1 = (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} + q_{12}) \cdot q_{23} \cdot (q_{21} + q_{29} + q_{30} + q_{31} + q_{32}) + (q_{27} + q_{26} + q_{25} + q_{24} + q_{22}) \cdot q_{23} \cdot (q_{14} + q_{15} + q_{16} + q_{17} + q_{28} + q_{30} + q_{31} + q_{32}) + (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} + q_{12}) \cdot (q_{27} + q_{26} + q_{25} + q_{24} + q_{22}) + (q_{14} + q_{15} + q_{16} + q_{17} + q_{28} + q_{30} + q_{31} + q_{32}) \cdot (q_{21} + q_{29} + q_{30} + q_{31} + q_{32});$$

$$q_1 = (5 \cdot 0,000114 + 5 \cdot 0,000009 + 0,000044 + 0,000259 + 0,000175) \cdot 0,000114 \cdot (0,000112 + 0,000091 \cdot 2 + 0,000183 + 0,000017 \cdot 2 + 0,000114 \cdot 2 + 0,000016 + 0,000286) + (2 \cdot 0,000114 + 0,000384 + 0,000009) \cdot 0,000114 \cdot (0,000112 + 0,000091 \cdot 2 + 0,000183 + 0,000017 \cdot 2 + 0,000114 \cdot 2 + 0,000016 + 0,000286) + (5 \cdot 0,000114 + 5 \cdot 0,000009 + 0,000044 + 0,000259 + 0,000175) \cdot (2 \cdot 0,000114 + 0,000384 + 0,000009) + (0,000112 + 0,000091 \cdot 2 + 0,000183 + 0,000017 \cdot 2 + 0,000114 \cdot 2 + 0,000016 + 0,000286) \cdot (0,000112 + 0,000091 \cdot 2 + 0,000183 + 0,000017 \cdot 2 + 0,000114 \cdot 2 + 0,000016 + 0,000286) = 0,000001782;$$

$$q_2 = (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} + q_{12}) \cdot q_{23} \cdot (q_{21} + q_{20} + q_{18} + q_{19}) + (q_{27} + q_{26} + q_{25} + q_{24} + q_{28} + q_{30}) \cdot q_{23} \cdot (q_{14} + q_{15} + q_{16} + q_{17}) + (q_{27} + q_{26} + q_{25} + q_{24} + q_{28} + q_{30}) \cdot (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_7 + q_8 + q_9 + q_{10} + q_{11} + q_{12}) + (q_{14} + q_{15} + q_{16} + q_{17}) \cdot (q_{21} + q_{20} + q_{18} + q_{19});$$

$$q_2 = (5 \cdot 0,000046 + 5 \cdot 0,000009 + 0,000044 + 0,000259 + 0,000175) \cdot 0,000046 \cdot (0,000112 + 0,000183 + 2 \cdot 0,000017 + 0,000091 \cdot 2) + (0,000046 \cdot 3 + 3 \cdot 0,000009 + 0,000251) \cdot 0,000046 \cdot (0,000112 + 0,000183 + 2 \cdot 0,000017 + 0,000091 \cdot 2) + (5 \cdot 0,000046 + 5 \cdot 0,000009 + 0,000044 + 0,000259 + 0,000175) \cdot (0,000046 \cdot 3 + 3 \cdot 0,000009 + 0,000251) + (0,000112 + 0,000183 + 2 \cdot 0,000017 + 0,000091 \cdot 2) \cdot (0,000112 + 0,000183 + 2 \cdot 0,000017 + 0,000091 \cdot 2) = 0,000001114.$$

3. Ущерб от недоотпуска:

$$Y_{нед} = \alpha \cdot \bar{P}_{оэф.р} \cdot q_c \cdot K_{инф}; \tag{106}$$

$$Y_{\text{нед до рек}} = 7,5 \cdot 59600 \cdot 0,000001782 \cdot 25 = 20,3 \text{ млн.руб};$$

$$Y_{\text{нед после рек}} = 7,5 \cdot 59600 \cdot 0,000001114 \cdot 25 = 12,7 \text{ млн.руб};$$

где α - расчетный годовой ущерб от аварийных ограничений электро-снабжения по [1] при величине бытовой нагрузки 50% (кривая 1 с наибольшим расчётном ущербе) и доле $\varepsilon=1$, 7,5 тыс.руб/кВт*ч;

$K_{\text{инф}}$ - коэффициент приведения к ценам 2002 года [34], 25,5;

$\bar{P}_{\text{оэф.р}}$ - нагрузка ПС Бурун, ПС Академическая, 59600 кВт.

Эффект от увеличения надёжности при снижении недоотпуска:

$$\frac{Y_{\text{нед до рек}} - Y_{\text{нед после рек}}}{Y_{\text{нед до рек}}} \cdot 100\% ;$$

$$\frac{20,3 - 12,7}{20,3} \cdot 100\% = 37\% .$$

В результате расчётов получен результат с улучшением надёжности участка сети 110 кВ в районе подключения ПС Бурун на 37% или 7,6 млн.руб ежегодно, засчёт снижения ущерба от недоотпуска. Положительный эффект достигнут зачёт замены масляных выключателей на элегазовые, что даёт существенный прирост надёжности, так как в текущей схеме расчётные случае учитывают транзит через масляный выключатель, которые обладают низкой надёжностью.

Повышение надёжности также достигнуто изменением схемы подключения ПС Бурун в сеть для питания ПС Академическая.

14 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для технико-экономического сравнения вариантов реконструкции сетей 110 кВ в городе Владивосток в районе ПС Бурун в рамках учебного проектирования используется метод приведенных затрат [36].

14.1 Капитальные вложения

Так как в данной ВКР рассматривается вопрос строительства новых КЛ 110 кВ и реконструкции действующих ПС, то капиталовложения в различные статьи затрат оцениваются при помощи укрупненных стоимостных показателей, которые приведены в [36] в базовых сметных ценах 2000 г.

При определении фактических цен электросетевого строительства необходимо опираться на коэффициенты перехода от базовых цен 2000 г. к ценам 2020 г. Рекомендуется принимать $k_{инф} = 4,81$ [19].

14.1.1 Расчет капиталовложений на сооружение линий

Протяженность строящихся КЛ-110 кВ для варианта 1 и 2 указана в таблице Ж.1. Базисная стоимость кабельных линий рассчитывается по следующей формуле, млн.руб:

$$K_{Л} = K_{нов} \cdot K_{Л0} \cdot l, \quad (107)$$

где $K_{ВЛ0}$ – удельная стоимость сооружения 1 км линии, млн.руб/км;

l - протяженность ВЛ, км;

$K_{нов}$ - повышающий коэффициент для Дальнего Востока, для КЛ - 1,3, ПС - 1,4.

Таким образом, затраты на сооружение КЛ-110 кВ в городе Владивосток с учетом коэффициента инфляции и районного коэффициента составили:

$$K_{эл} = 71 \cdot 7,34 \cdot 1,3 \cdot 4,81 = 3258,7 \text{ млн.руб.}$$

14.1.2 Капитальные затраты в сооружение ПС

В капитальные вложения на строительство подстанций включены затраты на отвод земли и межевание территории строительства, закупку трансформаторов, закупку оборудования РУ ВН (СН) и НН, затраты на пусконаладочные работы и надзор.

Суммарные капиталовложения на сооружение подстанций с учетом прочих затрат вычисляются по следующей формуле:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{пост}, \quad (108)$$

где $K_{ОРУ}$ - капиталовложения в распределительные устройства;

$K_{ТР}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и $U_{ном}$.

В таблице Ж.2 представлены тип трансформатора, выбранного для вариантов сети и его базовая стоимость на период 2000 г. Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения [36].

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) представлены в таблице Ж.3 [36]. Постоянная часть затрат представлена в таблице Ж.4 [36].

Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции с 2000 года с учётом повышающего коэффициента, [19]:

Для варианта 1:

$$K_{nc} = (7,6 + 60 + 7,4 + 1,8 + 18) \cdot 1,4 \cdot 4,81 = 638,4 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2 расчёт аналогичен. Капитальные вложения на строительство сети складываются из капитальных вложений в воздушные линии и в ПС

$$K = K_{Л} + K_{ПС}, \quad (109)$$

где $K_{Л}$ – капитальные вложения на сооружение линий;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Для варианта 1:

$$K=638,4+3257,7=3897,1 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2 расчёт аналогичен. Для удобства вычисления суммарных капиталовложений во всю проектируемую сеть сведём полученные данные по затратам в таблицу Ж.5.

14.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления представляют собой часть стоимостной составляющей оборудования в структуре себестоимости продукции, определяется по формуле [36]:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (110)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования (принимаем 20 лет для ПС, 25 лет для КЛ).

Для варианта 1:

$$I_{ам\ пс}=638,4/20=31,9 \text{ млн.руб;}$$

$$I_{ам\ кл}=3258,7/25=130,3 \text{ млн.руб;}$$

$$I_{ам} = 31,9 + 130,3 = 162,3 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2 расчёт аналогичен.

14.3 Расчет эксплуатационных затрат

Издержки на эксплуатацию определяются по формуле:

$$I_{э.р} = \alpha_{э.р.КЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{э.р.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (111)$$

где $\alpha_{э.р.КЛ}, \alpha_{э.р.ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ и ПС ($\alpha_{э.р.КЛ} = 0.025$; $\alpha_{э.р.ПС} = 0.059$ [36]).

Для варианта 1:

$$I_{экс\ ps} = 638,4 \cdot 0,059 = 37,7 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{экс\ кл} = 3258,7 \cdot 0,025 = 81,47 \text{ млн.руб.};$$

$$I_{экс} = 37,7 + 81,47 = 119,1 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2 расчёт аналогичен.

14.4 Расчет затрат на компенсацию потерь

Стоимость потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (112)$$

где ΔW - потери электроэнергии в рассматриваемом варианте сети по результату расчёта потоков мощности, кВтч;

C_0 – ставка на технологический расход по передаче электроэнергии на 2020 год в соответствии с информацией, указанной в [21], $C_0 = 2,9$ руб./кВтч.

Величина потерь электрической энергии определяется по выражению:

$$\Delta W = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot R_{л\ yд} \cdot L_{л} \cdot T_{\max}, \quad (113)$$

где I_{\max} - ток по линии по результату расчёта потоков мощности, А;
 $R_{\text{луд}}$ - удельное сопротивление участка линии, Ом/км, принимается по справочным данным;
 $L_{\text{л}}$ - протяженность участка линии, на котором выполняется расчёт потерь электроэнергии, км;
 T_{\max} - время использования максимальных нагрузок, для городской нагрузки Владивостока принимается 6000 ч.

Результаты расчёта потерь электроэнергии по участкам сети для каждого варианта показаны в таблице Ж.6.

Для варианта 1:

$$I_{\Delta W} = 1283700 \cdot 2,09 / 1000000 = 3,7 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2 расчёт аналогичен.

Более высокий уровень потерь для варианта 2 объясняется применением напряжения 35 кВ для участков сети 6-7 и 7-8, в то время как по варианту 1 данные участки переведены на напряжение 110 кВ.

14.5 Суммарные эксплуатационные издержки

Суммарные издержки, которые в течение одного года затрачиваются на функционирование сети:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{э.р}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W}, \quad (114)$$

где $I_{\text{э.р}}$ - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию, включая профилактические осмотры и испытания;

$I_{\text{ам}}$ - издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии.

Результаты расчёта издержек для сравниваемых вариантов приведены в таблице Ж.7.

14.7 Приведённые затраты

Приведённые затраты определяются по формуле:

$$З = E \cdot K + И, \quad (115)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком РФ ($E = 0,1$) [34];

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети, млн. руб;

$И$ – издержки, млн. руб.

Для варианта 1:

$$З = 0,1 \cdot 3897,1 + 285,1 = 674,8 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2 расчёт аналогичен. Значения приведённых затрат для выбранных вариантов приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Приведённые затраты

вариант	К, млн.руб.	И, млн.руб.	З, млн.руб.
1	3897,1	285,1	674,8
2	2925,8	216,6	509,2

По минимуму приведенных затрат выбран вариант №2. Вариант 1 дороже на 24%. Далее для варианта 2 выполняется расчёт инвестиционных показателей привлекательности, что позволит сделать вывод и сроках окупаемости вложений.

14.8 Чистый доход за расчётный период

Выручка от реализации проекта (эффект), которая в свою очередь зависит от дополнительных объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле для варианта 2:

$$Q_{pt} = P_{\max} \cdot T \cdot K \cdot T_{\max}; \quad (116)$$

$$Q_{pt} = 119,8 \cdot 3,8 \cdot 0,7 \cdot 6000 = 1912,4 \text{ млн.руб.}$$

где T – одноставочный тариф для населения города Владивосток 3,8 руб./кВтч [11];

P_{\max} – потребляемая максимальная мощность для ПС Академическая, Седанка, Ипподром, 2Р, Бурун, Чайка, Стройиндустрия, 119,8 МВт;

K – коэффициент учитывающий недополученную выручку от дифференцирования потребителей помимо населения, неплатежи, потери от хищений электроэнергии, сезонное снижение потребления,

T_{\max} – время использования максимальных нагрузок, для городской нагрузки Владивостока принимается 6000 ч.

Чистый доход определяется по формуле:

$$ЧД = \sum_m \Phi_m, \quad (117)$$

где Φ_m – результирующие затраты, млн.руб.;

m – шаг расчётного периода, лет.

Расчётный период эксплуатации проекта ведётся с нулевого года, т.е. 0,1,2,3,... n .

Для первого года реализации проекта при условии разделения капиталовложений на 3 года равными частями (по $2928,8/3=975$ млн.руб.) величина результирующих затрат Φ_m составит для варианта 2:

$$\Phi_m = \Delta t - (Kt + It) = 0 - 975 = -975 \text{ млн.руб.} \quad (118)$$

14.9 Чистый дисконтированный доход

Определяется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_m \Phi_m (1 + E_{\text{н.п.}})^{T_0 - \tau}, \quad (119)$$

где T_0 – год, к которому приводятся разновременные затраты;

τ – текущий год строительства и эксплуатации.

$E_{\text{нп}}$ - ставка дисконтирования, % (определяется исходя из данных Центрального Банка Российской Федерации, 8%, [34]);

ЧД и ЧДД характеризуют превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами соответственно без учета и с учетом неодинаковости эффектов, относящихся к различным моментам времени.

Для первого года реализации проекта для варианта 2:

$$\text{ЧДД} = -975 \cdot (1 + 8/100)^{0-1} = -903 \text{ млн.руб.}$$

14.10 Дисконтированный срок окупаемости

Для определения дисконтированного срока окупаемости используется таблица Ж.8 с результатами расчёта ЧДД нарастающим итогом, по которой строится график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения. В отсутствие рекомендаций государственных регулирующих органов срок окупаемости капитальных вложений в электрические сети можно принимать равным восьми годам после начала эксплуатации.

На рисунке 12 покажем график ЧДД для определения дисконтированного срока окупаемости проекта.

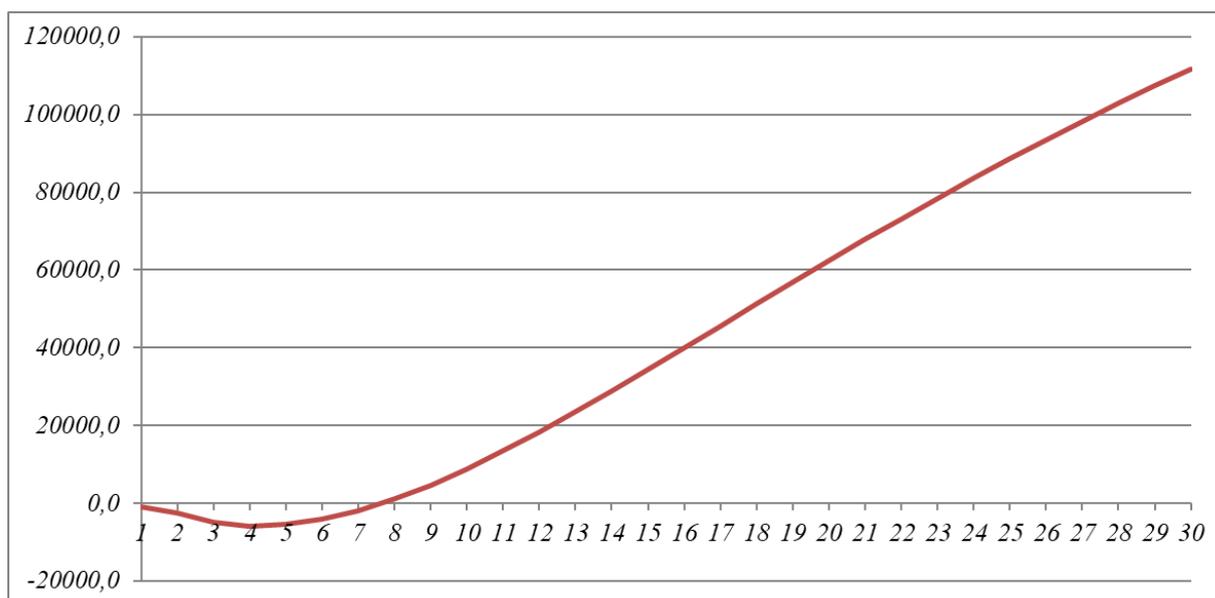


Рисунок 12 – Дисконтированный срок окупаемости вариант 2

Согласно рисунку 12, дисконтированный срок окупаемости составляет 8 лет по варианту 2.

14.11 Коэффициент рентабельности инвестиций

Рентабельность инвестиций (коммерческий показатель, интересующий владельца сети) рассчитывается по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I'_t - H_t}{K} \quad (120)$$

где \mathcal{E}_t - системный эффект, обусловленный вводом рассматриваемого объекта в год t;

H_t - налог на прибыль (устанавливается через процент балансовой прибыли, принимается 20% от эффекта).

I_t - общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию;

K - капитальные затраты (инвестиции).

Полученные значения рентабельности должны превышать величину среднего норматива дисконтирования.

$$R_{t, \text{вариант1}} = \frac{1912,4 - 216,6 - 0,2 \cdot 1912,4}{2926} \cdot 100\% = 45\% \geq 8\%, \text{ вариант считается рен-}$$

табельными.

14.12 Себестоимость передачи электроэнергии

Себестоимость передачи электроэнергии находится по выражению, руб/кВтч:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\Sigma}} \quad (121)$$

Электроэнергия, полученная потребителем за год, кВтч:

$$W_{\Sigma} = P_{\text{макс}} \cdot T_{\text{макс}}, \quad (122)$$

$$W_{\Sigma} = 119,8 \cdot 6000 = 718949000 \text{ кВтч},$$

Издержки рассчитаны при экономическом сравнении вариантов, для варианта 2 $I_{\Sigma} = 216,6$ млн. руб.

Определим себестоимость для варианта 2, руб/кВтч:

$$C = \frac{216600}{718949000} = 0,3.$$

Тариф для населения и приравненные к ним категорий на территории Приморского края на 2020 год составляет 3,8 руб/кВтч [11].

Вывод по разделу:

Вариант №2 реконструкции сетей города Владивосток в районе ПС Бурун является наиболее экономичным и быстро окупаемым (8 лет) с высокой рентабельностью (45%). Себестоимость составляет 0,3 руб/кВтч при тарифе 3,8 руб/кВтч на электроэнергию для населения города Владивосток.

15 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Выражение для определения оценочного значения величины емкостного тока замыкания на землю для вводимых кабельных линий 6 кВ района города Владивосток с подключением к ПС Бурун:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (123)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 6 \cdot 6,6}{10} = 5,3 \text{ А.}$$

где U_H – номинальное напряжение сети, 6 кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, 6,6 км.

По ПУЭ допустимая величина 30 А, условие проверки:

$$5,3 \leq 30 \text{ А.}$$

Дугогасящий реактор для подключаемых КЛ 6 кВ не устанавливается.

16 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе ВКР рассматриваются вопросы по организации безопасности мероприятий при проведении реконструкции подстанции Бурун 110/35/6 кВ в городе Владивосток и экологичности при организации отвода масла и устройстве маслоприёмника.

16.1 Безопасность

Во время реконструкции ПС «Бурун» планируется проведение осмотров, ремонтов и ревизий, при которых требуется соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». Во время выполнения строительных и монтажных работ в действующем распределительном устройстве 110-35 кВ ПС Бурун должны соблюдаться требования строительных норм и правил, регламентирующих технику безопасности в строительстве, [22].

Осуществление комплекса мероприятий, направленных на организацию безопасной работы во время использования подъёмных средств и устройств, средств транспортировки оборудования, работ на высоте, а также других работ и операций, должно быть обеспечено при производстве всех строительномонтажных работ в соответствии с действующими нормативными правовыми актами, [22].

Технологические карты на производство определенных видов строительномонтажных работ на ПС Бурун определяют требования, безопасные методы и способы ведения таких работ в ходе реконструкции ПС Бурун в части расширения ОРУ-110 кВ и демонтажа ОРУ-35 кВ, [22].

Перед началом работ на демонтируемом ОРУ-35 кВ ПС Бурун вблизи действующего оборудования вводных выключателей 35 кВ силовых трансформаторов осуществляется целевой инструктаж персонала бригады о соблюдении мер безопасного ведения работ с оформлением наряда-допуска, [22].

Оборудование демонтируемого ОРУ-35 кВ и реконструируемого ОРУ-110

кВ ПС Бурун частично находится под напряжением, поэтому выполнение любых работ на территории ОРУ-35/110 кВ ПС Бурун проводится при выполнении расстояний, устанавливаемых нормативными документами (ПУЭ) до токоведущих частей от задействованных в работе машин и механизмов.

Для обеспечения техники безопасности на ОРУ-35/110 кВ ПС Бурун используется переносное и стационарное заземление.

Меры безопасности на ОРУ-35/110 кВ ПС Бурун в ходе работ по монтажу электрооборудования и использованию сварочных аппаратов, [22]:

- проверка исправности инструментов, лестниц, рабочих механизмов и приспособлений перед началом работы на ОРУ-35/110 кВ ПС Бурун;

- процесс транспортировки и установки на высоте электрических аппаратов должен быть полностью механизирован;

- запрет на работы под настилами, использование стремянок во время работы на высоте более двух метров;

- использование лесов или специальных механизмов во время работ высоте более 4 метров;

- заблаговременная проверка перед началом работ всех контактных соединений используемой в работе аппаратуры, целостности изоляции проводов оборудования, подключаемого к источникам тока;

- запрет сварочных работ при неблагоприятных погодных условиях - дождя и грозы;

- применение защитного заземления как основного мероприятия по предотвращению поражения электрическим током при работах с электроинструментом.

16.2 Экологичность

Вред окружающей среде приносит разлив различных нефтепродуктов, в том числе трансформаторного масла. Для защиты окружающей среды от растекания масла из силовых трансформаторов ПС Бурун на ПС рассчитываются маслоприемники и маслосборники. Объем масла, содержащегося в корпусе трансформатора, а также 80% расходуемой воды во время пожаротушения данного

объёма масла должны полностью соответствовать объёму маслоборника.

На реконструируемой подстанции Бурун 110/35/6 кВ установлены два силовых трансформатора ТДТН–40000/110/35. Выполняется расчет маслоприемника с отводом масла для трансформатора ТДТН-40000/110/35 ПС Бурун, габариты которого следующие (рисунок 13):

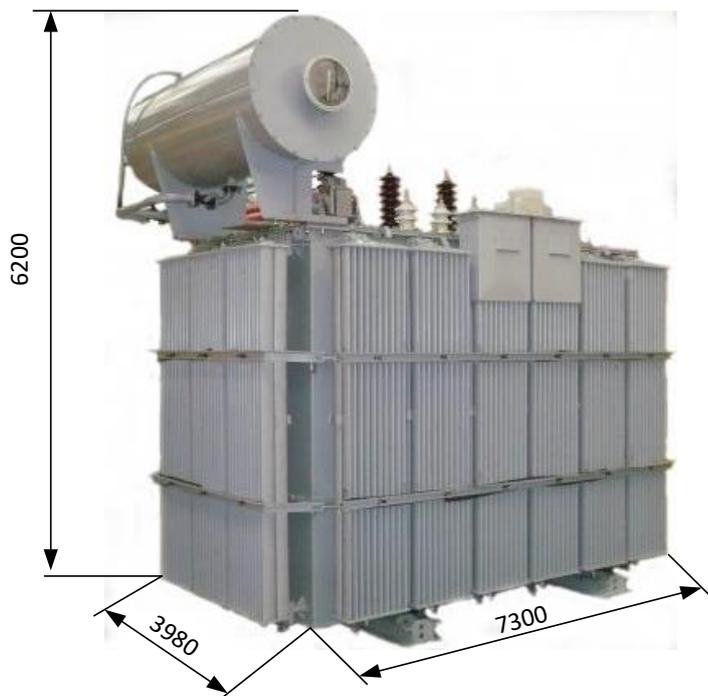


Рисунок 13 - Габариты трансформатора ТДТН-40000/110/35

Длина трансформатора 7,3 м, ширина – 3,98 м, высота – 6,2 м [21]. Так как масса масла в трансформаторах ТДТН–40000/110/35 равна 23 т, $23 \text{ т} \geq 20$, [24], поэтому маслоприемники ПС Бурун под трансформаторы выполняются с отводом масла [24].

Маслоприемники ПС Бурун устраиваются без использования ограждения по бортам, но с использованием металлической решетки, ну которую распределяется чистый гравий или щебень слоем, толщиной не менее 0.25 м.

Дно маслоприемника в сторону приемка выполнено с уклоном не менее 0.005.

Верхний уровень гравия (щебня) выполняется ниже уровня окружающей планировки не менее чем на 0,075 м.

Требуется найти габариты маслоприёмника. В соответствии с [24], габариты маслоприёмника не менее, чем на 1,5 м должны быть шире, чем габариты трансформатора.

Определяем габариты маслоприемника:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \delta) \cdot (B + 2 \cdot \delta), \quad (124)$$

$$S_{МП} = (3,98 + 2 \cdot 1,5) \cdot (7,3 + 2 \cdot 1,5) = 71,89 \text{ м}^2.$$

где A - длина трансформатора, согласно рисунка 19, м;

B - ширина трансформатора, согласно рисунка 19, м;

δ - ширина выступа, согласно [24], м.

Определяем объем трансформаторного масла:

$$V_{TM} = \frac{M}{\rho_{TM}}, \quad (125)$$

$$V_{TM} = \frac{23000}{880} = 26,14 \text{ м}^3.$$

где M - масса масла, согласно таблице , кг;

ρ_{TM} - плотность масла, выбираемая из диапазона 880-890, [1] $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Определяем объем воды при использовании средств пожаротушения:

$$V_{\text{воды}} = i \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}), \quad (126)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (71,89 + 139,9) = 76,2 \text{ м}^3.$$

где I_n – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный согласно

[24] $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$;

t – время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{\text{бт}}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора, м^2 ;

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H ; \quad (127)$$

$$S_{\text{БТ}} = 2 \cdot (7,3 + 3,98) \cdot 6,2 = 139,9 \text{ м}^2,$$

Определяем объем воздушного зазора:

$$V_{\text{вз}} = S_{\text{МП}} \cdot h_{\text{вз}} , \quad (128)$$

$$V_{\text{вз}} = 71,89 \cdot 0,075 = 5,4 \text{ м}^3,$$

где $h_{\text{вз}}$ – высота воздушного зазора, равная 0,075 м.

Определяем объем слоя гравия:

$$V_{\text{гр}} = S_{\text{МП}} \cdot h_{\text{гр}} , \quad (129)$$

$$V_{\text{гр}} = 71,89 \cdot 0,25 = 18 \text{ м}^3,$$

где $h_{\text{гр}}$ – высота слоя гравия, равная 0,25 м.

Определим объем маслоприемника:

$$V_{\text{МП}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} + V_{\text{вз}} + V_{\text{гр}} , \quad (130)$$

$$V_{\text{мп}} = 26,14 + 0,8 \cdot 76,2 + 5,4 + 18 = 110,5 \text{ м}^3.$$

где $V_{МП}$ – объем маслоприемника;

$V_{ТМ}$ – объем масла;

$V_{воды}$ – объем воды;

$V_{вз}$ – объем воздушного зазора;

$V_{зр}$ – объем слоя гравия.

Определяем высоту маслоприёмника:

$$h_{МП} = h_{ТМ+вода} + h_{вз} + h_{зр}, \quad (131)$$

$$h_{ТМ+вода} = (V_{ТМ} + 0.8 \cdot V_{вода}) / S_{МП}, \quad (132)$$

$$h_{МП} = ((26,14 + 76,2 \cdot 0,8) / 71,89) + 0,075 + 0,25 = 1,53 \text{ м.}$$

Эскиз маслоприёмника представлен на рисунке 14.

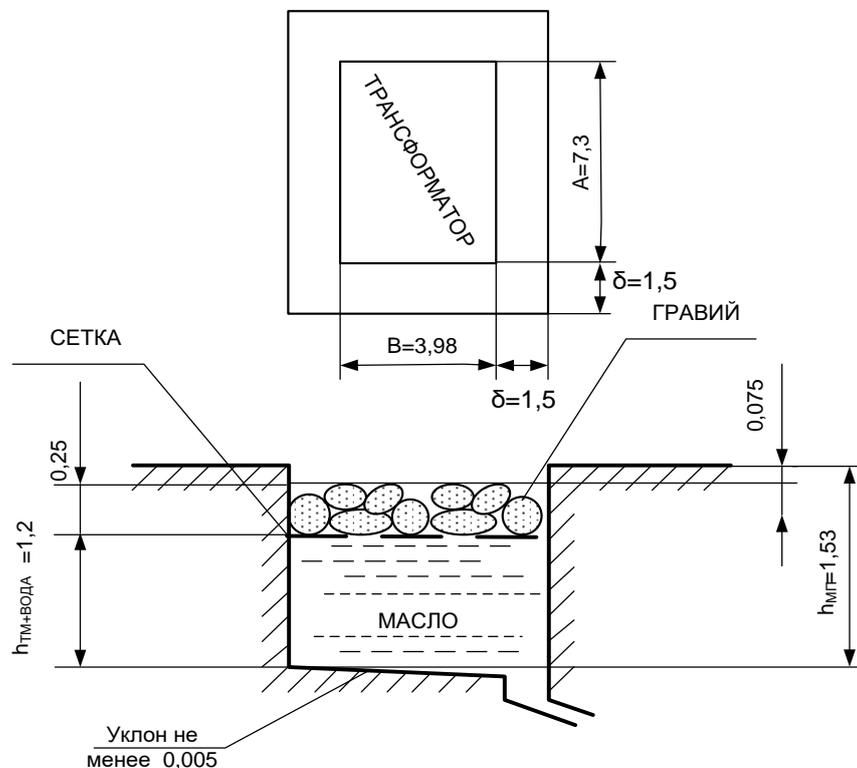


Рисунок 14 - Эскиз маслоприёмника с отводом масла заглубленного типа с решеткой

Вывод по расчёту: Высота маслоприемника $h_{mn} = 1,53$ м, объем $V_{mn} = 110,5$ м³.

16.3 Чрезвычайные ситуации

Наиболее опасной и распространённой чрезвычайной ситуацией считается пожар в маслonaполненном трансформаторе ПС Бурун.

Место возникновения пожара трансформаторов определяет особенность его развития. Внутренние короткие замыкания в корпусе силового трансформатора при замыкании между обмотками или замыкания обмоток на корпус трансформатора сопровождаются горением электрической дуги, вследствие чего могут произойти взрывы корпуса трансформатора и последующим растеканием горящего масла, [23].

На ПС Бурун применяется система сигнализации и аварийной защиты, которая формирует сигналы оповещения при пожарах и аварийных режимах работы трансформаторов и при коротких замыканиях отключает аварийное оборудование переводя исправное оборудование в послеаварийный режим работы.

Приводится порядок действий персонала подстанции Бурун по тушению пожаров в трансформаторах.

Разрабатываются и утверждаются программы и формы обучения по тушению пожаров в электроустановках ПС Бурун для начальствующего персонала, участвующего в тушении пожаров на ПС Бурун. По данным формам обучения проводятся инструктажи с участием инженерно-технического персонала Приморских южных электрических сетей, [23].

Передача сообщения о пожаре на ПС Бурун в пожарную охрану, диспетчеру энергосистемы, руководству АО «ДРСК» проводится немедленно, далее в течении времени, необходимого на задействование каналов связи информация передаются в вышестоящие организации, [23].

Непосредственно на месте пожара старшим по смене Южных электрических сетей проводится оценка обстановки, оценивается угроза распространения пожара на близко стоящее электрооборудование, здания и конструкции, направление и скорость распространения пожара, его интенсивность, [23].

Старшим по смене выполняется проверка включения систем пожаротушения в автоматическом режиме, выполняются действия при аварийном режиме работы оборудования, по мере возможности осуществляется тушение пожара, выделяется представитель для организации информирования прибывающих пожарных подразделений о месте пожара. До прибытия пожарных расчётом старший по смене руководит тушением пожара. Старшим по смене Южного структурного подразделения Приморских электрических сетей передаёт необходимые сведения о пожаре старшему начальнику, командующему пожарными подразделениями, прибывшими на пожар, [23].

Старший из числа технического персонала ПС Бурун или оперативной выездной бригады Приморских электрических сетей проводит подробный инструктаж личному составу прибывших пожарных подразделений на тушение пожара. Старший из числа технического персонала ПС Бурун также выдает разрешение в письменном виде на осуществление работ по тушению пожара на ПС Бурун. Зоны, в которых прибывшие пожарные подразделения могут проводить работы по тушению пожара устанавливает и обозначает указателями представитель Южного структурного подразделения Приморских электрических сетей

В разрешении на тушение пожара указываются обязательные данные – название ПС, дата, час и минуты, когда выдано подобное разрешение, место осуществления тушения пожара, электроустановки оставшиеся под напряжением по различным причинам, кабельные сооружения, напряжение не обесточенного оборудования, [23].

Штаб пожаротушения организуется во всех случаях во время прибытия пожарных подразделений на место пожара независимо от их количества, старший представитель Южного структурного подразделения Приморских электрических сетей обязательно входит в состав штаба.

Указания старших руководителей администрации или оперативно-выездной бригады обязательно исполняются подразделениями, осуществляющими действия по тушению пожара на ПС Бурун. Разведка пожара на ПС Бурун

проводится несколькими разведывательными группами. Рекомендуется включать в состав таких групп 4-5 человек, с осуществляющим руководство ими начальствующим составом. Обязательно наличие резервных звеньев.

Связь со старшим по смене Южного структурного подразделения Приморских электрических сетей должна быть постоянно. В ходе разведки пожара на ПС Бурун отмечается перечень систем пожаротушения, которые необходимо применить, оценивается вероятность взрыва и наличие горючих жидкостей, возможные пути распространения горючих жидкостей в случае разлива, пути и участки, где опасно находиться пожарным подразделениям, аппараты и устройства способствующие увеличению площади пожара и увеличению участков распространения продуктов горения, опасность данных устройств и аппаратов для подразделений пожаротушения, меры безопасности, обязательные к соблюдению подразделениями пожаротушения. С дежурным персоналом ПС Бурун согласовывается перечень помещений с электроустановками под напряжением, где можно находиться подразделениям пожаротушения, [23].

Разведка подразделениями пожаротушения обязательна для помещений пунктов управления ПС Бурун, помещений релейных блоков ПС Бурун.

Тушение пожаров подразделениями пожаротушения на ПС Бурун должно проходить при строгом соблюдении условия, по которому любое электрооборудование считается под напряжением, если информации об его отключении не поступало в штаб пожаротушения, либо не доведена до сведения старшему руководителю пожарных команд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы решены следующие задачи в соответствии с разделами пояснительной записки:

- Выполнен анализ климатических и территориальных условий города Владивосток, планируемой застройки города в районе подстанции Бурун;

- Выполнен расчёт электрических нагрузок планируемых жилых комплексов подробно и укрупненно на основании данных проектных деклараций;

- Выбрано направление реконструкции питающих сетей 110 кВ в районе ПС Бурун в части перевода на напряжение линии Бурун – Академическая с последующим развитием;

- Спроектированы распределительные линии 6 кВ для подключения новых жилых комплексов к ПС Бурун, выбраны КТП для питания жилых комплексов;

- Выполнено расширение РУ-110 кВ ПС Бурун с установкой РУВН-УЭТМ-110 кВ с элегазовыми выключателями;

- Разработана схема молниезащиты и заземления реконструируемой ПС Бурун системой из 8 молниеотводов;

- Выбраны и проверены устройства релейной защита и автоматики на основе микропроцессорных блоков «Сириус-Т» для силовых трансформаторов ПС Бурун ТДТН-40000/110/35, «Сириус-Л»;

- Рассчитана инвестиционная привлекательность принятого варианта реконструкции ПС Бурун. Себестоимость передачи электроэнергии при этом 0,3 руб/кВтч при тарифе 3,8 руб/кВтч, окупаемость – 8 лет.

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 Ананичева, С.С., Мызин А. Л. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей [Электронный ресурс]. – URL: https://fondsmena.ru/media/publicationfiles/Metody_analiza_i_rascheta_zamknutykh_elektricheskikh_setei_2012.pdf – 24.06.2020 г.
- 3 ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. [Электронный ресурс]. URL: <http://gostrf.com/normadata/1/4294837/4294837241.htm>
- 4 ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200104301>
- 5 Киреева Э.А., Шерстнев С.Н. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) М.: КноРус, 2013. — 864 с. — ISBN: 978-5-406-02971-8.
- 6 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем Новосибирск: Изд-во НГТУ. - 2003. - 256с.
- 7 Козлов, А.Н. Электрооборудования электростанций [Электронный ресурс]: учебно-методический комплекс/ А.Н. Козлов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012. – 84 с. – Режим доступа: https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3837.pdf
- 8 Официальный сайт «Самараэлектрощит» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://electroshield.ru/> – 20.06.2020 г.
- 9 Официальный сайт Администрации города Владивосток [Электронный ресурс]. – URL: <http://vlc.ru/> – 24.06.2020 г.

10 Официальный сайт АО «ДРСК»-Портал по работе с клиентами технологическое присоединение [Электронный ресурс]. – URL: http://utp.drsk.ru/ya_map/PR – 24.06.2020 г.

11 Официальный сайт ДЭК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.dvec.ru/dalsbyt/private_clients/tariffs/ – 20.06.2020 г.

12 Официальный сайт застройщиков города Владивосток [Электронный ресурс]. – URL: <https://111bashni.ru/> – 24.06.2020 г.

13 Официальный сайт ОАО «Электрокабель» кабели 0,4-6 кВ [Электронный ресурс]. – URL: <http://pvkom.ru/UserFiles/File/katalog/cabelsil4.pdf> – 24.06.2020 г.

14 Официальный сайт Радиус-автоматика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.rza.ru/catalog/zashita-i-avtomatika-silovih-trancformatorov-i-atotransfomatorov/sirius-t.php> – 20.06.2020 г.

15 Официальный сайт Таврида-электрик [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tavrida.com/ter/solutions/> – 20.06.2020 г.

16 Официальный сайт Ункомтех кабели 110 кВ [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.el-com.ru/upload/iblock/a8d/a8d039f0cd916bd96a0c9fa6fd5fb8e8.pdf> – 24.06.2020 г.

17 Официальный сайт УЭТМ [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/?url=vycokovoltnoe+oborudovanie> – 24.06.2020 г.

18 Официальный сайт Яндекс-карты [Электронный ресурс]. – URL: https://yandex.ru/maps/75/vladivostok/?from=tabbar&ll=131.909686%2C43.171264&mode=poi&poi%5Bpoint%5D=131.908923%2C43.171160&poi%5Buri%5D=ymapsbm1%3A%2F%2Forg%3Foid%3D33532170776&source=serp_navig&z=18.75 – 24.06.2020 г.

19 Письмо заместителя министра Минстроя России №6393-ИФ-09 от 25.02.2020.

20 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.

21 Постановление №67/1 от 26 декабря 2019г. Департамента по тарифам Приморского края «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций, оказывающих указанные услуги, на территории Приморского края на 2020 год»

22 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г.

23 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий : Руководящий документ РД-153.-34.0-03.301-00. – М. : ЗАО Энергетические технологии, 2000. – 116 с.

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

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

26 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

27 Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

28 Савина, Н.В. Практикум по электрическим сетям [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, В.Ю. Маркитан. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 254 с. – Режим доступа: http://ir-bis.amursu.ru/digital.library/AmurSU_Edition/7127.pdf

29 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

30 СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200035252> - 24.06.2020 г.

31 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

32 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2018 – 2022 годы, 7.09.2016 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.primorsky.ru/upload/iblock/2fd/2fddd144dfd04f741f8520de2b16918c.pdf>

33 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008.

34 Уровень Инфляции в России// Уровень инфляции: URL: <https://bankirsha.com/uroven-inflyacii-v-rossiyskoy-federacii-po-godam.html> – 13.06.2019 г.

35 Фадеева, Г.А. Проектирование распределительных электрических сетей [Текст] : учеб. пособие / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин; под ред. В.Т. Федина. - Минск : Вышэйш. шк., 2009. - 367 с. - Библиогр. : с. 361.

36 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009. Ополева Г. Н. Схемы и ПС электроснабжения Москва, 2006 г.

37 Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Характеристика и анализ потребителей электроэнергии города Владивосток в районе ПС Бурун



Рисунок А.1 – Расположение ЖК по близости от ПС Бурун

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток

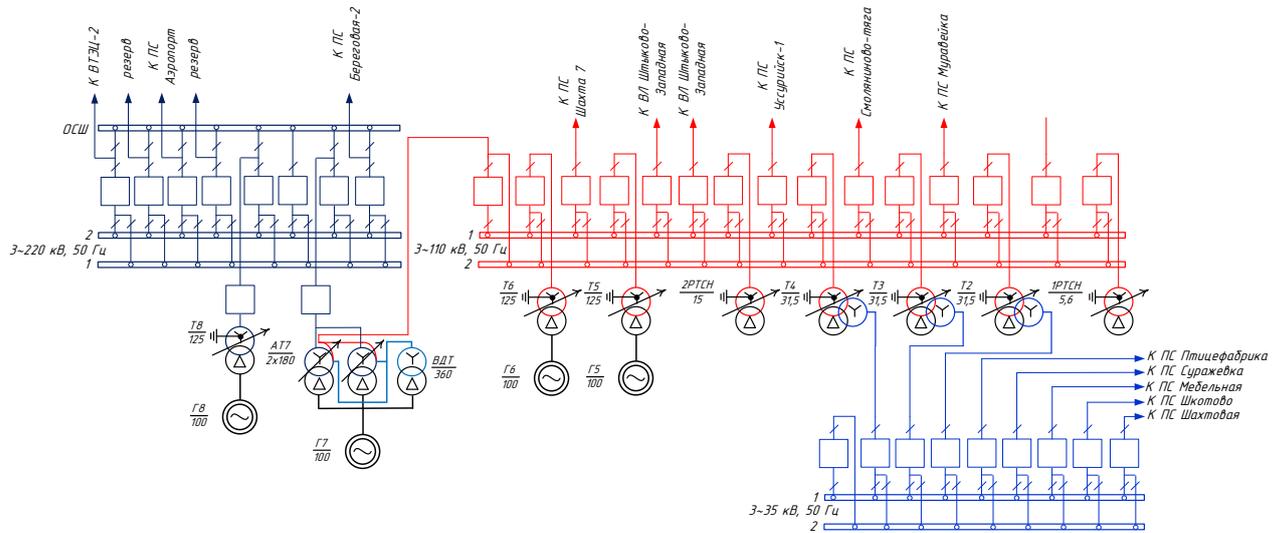


Рисунок Б.1 – Схема РУ 220/110/35 кВ Артемовской ТЭЦ

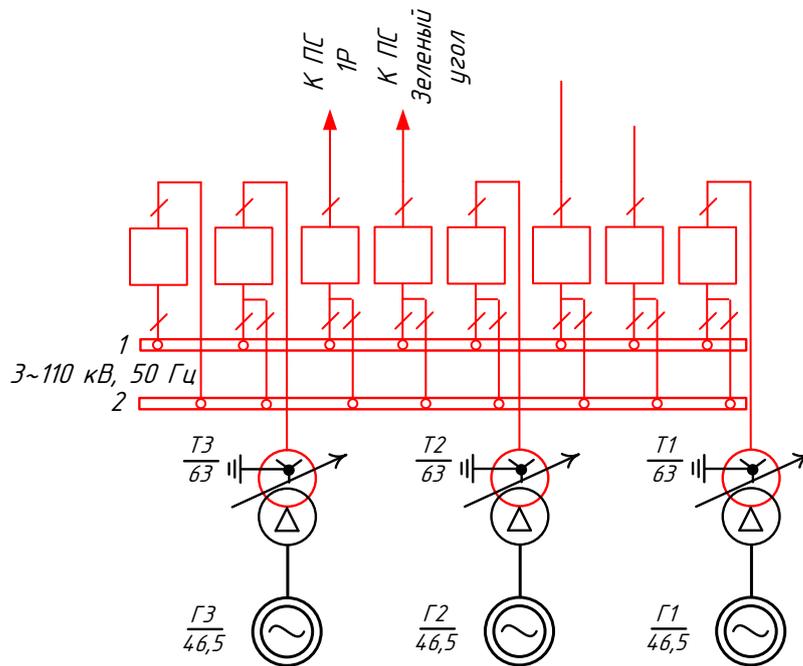


Рисунок Б.2 – Схема РУ 110 кВ Восточной ТЭЦ

Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток

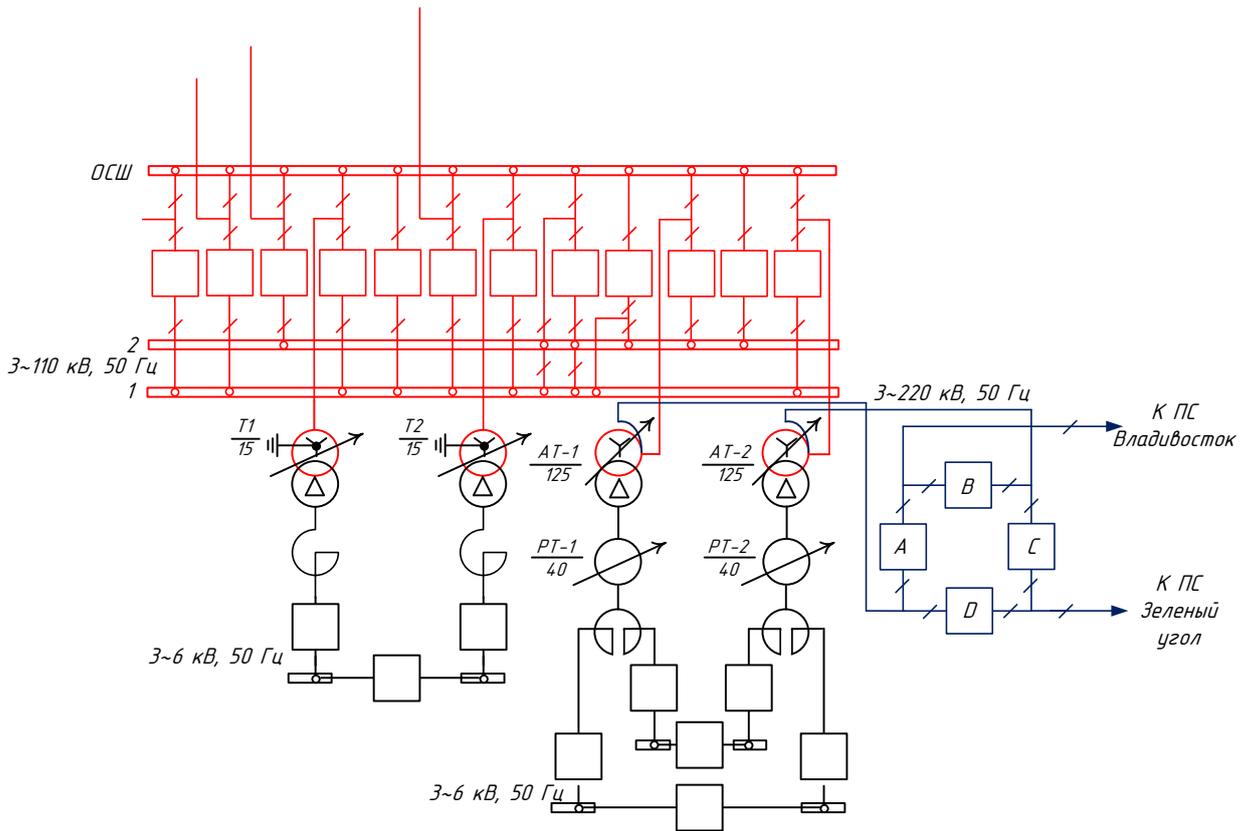


Рисунок Б.3 – Схема РУ 220/110/6 кВ ПС Волна

Таблица Б.1 - Характеристика РУ и оборудования источников питания

ИП	Название РУ	Трансформаторы	Генераторы	Присоединения
Артемовская ТЭЦ	Две рабочие системы шин с обходной 220 кВ Две рабочие системы шин 110 кВ Две рабочие системы шин 35 кВ	125 МВА 6/220 кВ 2x180, 360 МВА 6/220/110 кВ 2x125 МВА 6/110 кВ 15 МВА 110/6 кВ 5,6 МВА 110/6 кВ 3x31,5 МВА 110/35/6 кВ	4xТВФ-100	5 ВЛ 220 кВ 7 ВЛ 110 кВ 5 ВЛ 35 кВ
Восточная ТЭЦ	Две рабочие системы шин 110 кВ	3x63 МВА 6/110 кВ	3xLM 6000 PF Sprint,	4 ВЛ 110 кВ
ПС Волна	Четырехугольник 220 кВ Одна рабочая система шин с обходной 110 кВ Одна секционированная система шин 6 кВ	2x15 МВА 110/6 кВ 2x125 МВА 220/110/6 кВ 2x40 МВА 6 кВ	-	2 ВЛ 220 кВ 4 ВЛ 110 кВ 60 ВЛ 6 кВ

Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток

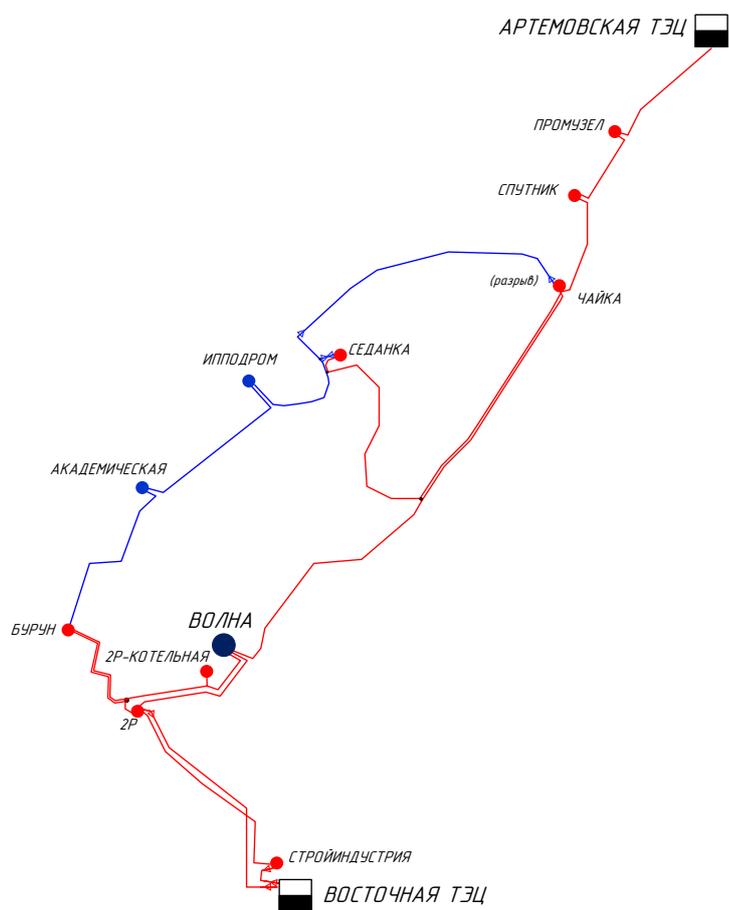


Рисунок Б.4 – Существующая карта-схема Южного района Приморского края

Продолжение приложения Б

Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток

Таблица Б.2 – Характеристика линий 110-35 кВ Южного района Приморского края

Диспетчерское наименование	от ПС	до ПС	U, кВ	Nц	L, км	Марка провода	Металл опоры	Ж/б опоры	Марка грозотроса	Год ввода
ВЛ 110 кВ 1Р – 2Р	2Р	1Р	110	1	6,51	АСО-240, АС-120, М-95, АС-150, АСО-300	У-110-1, ПС-110-9		Ж-70, АС-120	1935, 1994, 2003
ВЛ 110 кВ 2Р – Бурун	2Р	Бур	110	1	1,96	АС-300, АС-120	У-110-1, ПС-110-9	СК-1	Ж-50	1958, 2003
ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел	АТЭЦ	Промуз	110	1	24,20	АС-120, М-70	У-110-1, ПС-110-9		С-50	1935, 1937, 1980, 2011
ВЛ 110 кВ Волна – 2Р	Вол	2Р	110	1	2,30	АС-300	У-110-1, ПС-110-9		Ж-70, АС-120	1965, 1987, 2003
ВЛ 110 кВ Волна – Чайка	Чк	Вол	110	1	8,50	АС-240, М-70, АС-300, АС-120	У-110-1, ПС-110-9		АСК-120/19	2003
ВЛ 110 кВ Волна – Бурун с отпайкой на ПС Котельная 2Р	Вол	Бур	110	1	4,38	АС-240, АСО-300, АС-120	У-110-1, ПС-110-9	СК-1	Ж-50	1935, 2003
ВЛ 110 кВ Чайка – Седанка	Чк	Сед	110	1	7,80	АС-240	У-110-2+5, УС-110-6П, ПМ-220-2, УС-110-6, ПМ-110-1Ф.5		АСКП 120/19	2011
ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	Спут	Чк	110	1	6,15	М-70, АС-120	У-110-1, ПС-110-9		Ж-50	1934, 1980
ВЛ 35 кВ Академическая – Ипподром	Академ.	Ипподр.	35	1	3,1	М-50, АС-120	У-35-1	СКУ-8	АС-120	1938, 1998
ВЛ 35 кВ Бурун – Академическая	Бурун	Академ.	35	1	2,97	АС-120	У-35-1	СКУ-8		1936
КВЛ 35 кВ Чайка – Ипподром с отпайкой на ПС Седанка	Чайка	Ипподр.	35	1	1,89	М-50, АС-120	У-35-1, УК-45, КМ110-2А, УС110-8, У110-2	СКУ-8	АС-120	1938, 1968, 2011

Продолжение приложения Б

Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток

КВЛ 35 Чайка - Ипподром с отпайкой на ПС Се- данка (ка- бельные вставки)	Чайка	Се- данка	35	1	4,98	3*АП- вПу2Г- 1*240/25- 35	26 кабельных муфт			2011
---	-------	--------------	----	---	------	------------------------------------	----------------------	--	--	------

Таблица Б.3 – Типы схем распределительных устройств подстанций

ПС	Тип ПС	РУ ВН	РУСН	РУ НН
ПС 110/6 кВ Стройиндустрия	проходная	Мостик с выключа- телями в цепях трансформаторов		Две секциониро- ванные системы шин
ПС 110/6 кВ 2Р	узловая	Одна секциониро- ванная система шин		Две секциониро- ванные системы шин
ПС 110/35/6 кВ Бурун	проходная	Мостик с выключа- телями в цепях ли- ний	Одна секционирован- ная разъединителем система шин	Две секционирован- ные системы шин
ПС 110/35/6 кВ Седанка	тупиковая	Мостик с выключа- телями в цепях трансформаторов	Блок линия-транс- форматор	Одна секциониро- ванная система шин
ПС 110/35/6 кВ Чайка	узловая	Одна секциониро- ванная система шин	Одна секционирован- ная система шин	Одна секциониро- ванная система шин
ПС 110/6 кВ 2Р Котельная	отпаечная	Блок линия-транс- форматор		Одна секциониро- ванная система шин
ПС 35/6 кВ Академическая	проходная	2 Блока линия- трансформатор		Одна секциониро- ванная система шин
ПС 35/6 кВ Ипподром	проходная	Блок линия-транс- форматор		Одна секциониро- ванная система шин
ПС 110/35/6 кВ Промузел	проходная	Мостик с выключа- телями в цепях ли- ний		Одна секциониро- ванная система шин
ПС 110/35/6 кВ Спутник	проходная	Одна секциониро- ванная система шин	Одна секционирован- ная система шин	Две секционирован- ные системы шин

Продолжение приложения Б

Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток

Таблица Б.4 - Загрузка ЛЭП 35-110 кВ Южного района Приморского края

Наименование линии	U, кВ	Марка провода, кабеля	F.	Iдоп при t +25°C А	Iдоп при t -5°C А	Нагрузка, А					Плотность тока, А					Прим*
						макс	1 ч.	4ч.	11 ч.	19 ч.	макс	1 ч.	4ч.	11 ч.	19 ч.	
Артемовская ТЭЦ – Промузел	110	АС-120, М-70	70	337	435	90	10	10	90	80	1,29	0,14	0,14	1,29	1,14	
Волна - 2Р	110	АС-300	300	680	877	390	390	412	334	326	1,37	1,30	1,37	1,11	1,09	выше j _{ЭК} =1
Волна - Бурун с отпайкой на ПС Котельная 2Р	110	АС-120, АСО-300, АС-240	120	375	484	167,7	140,4	135,1	167,7	166	1,40	1,17	1,13	1,40	1,38	выше j _{ЭК} =1
Волна - Чайка	110	АС-300, АСК-240, АС-120, М-70	70	337	435	332	324,1	312	306	332	4,74	4,63	4,46	4,37	4,74	выше j _{ЭК} =1,8
2Р - Бурун	110	АСО-300, АС-120	120	375	484	55	55	50	80	80	0,67	0,46	0,42	0,67	0,67	
Спутник - Промузел	110	АС-120, М-70	70	330	426	65	40	40	60	65	0,93	0,57	0,57	0,86	0,93	
Стройиндустрия - 2Р	110	АС-240, АСО-300	240	600	600	190	153	156	186	190	0,79	0,64	0,65	0,78	0,79	
Чайка - Седанка	110	АС-240	240	605	780	35	35	32	35	35	0,15	0,15	0,13	0,15	0,15	
Чайка - Спутник	110	АС-120, М-70	70	300	300	245	211	220	225	245	3,50	3,01	3,14	3,21	3,50	выше j _{ЭК} =1,8
КЛ Восточная ТЭЦ - 2Р	110	АПВПУ2Г 1х800	800	600	692	365	294	300	355	365	0,46	0,37	0,38	0,44	0,46	
КЛ Восточная ТЭЦ-Стройиндустрия	110	АПВПУ2Г 1х800	800	600	600	190					0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	
Академическая - Ипподром	35	М-50, АС-120	50	275	355	172	168	161	172	172	3,44	3,36	3,22	3,44	3,44	выше j _{ЭК} =1,8
Бурун - Академическая	35	АС-120	120	375	484	337	313	310	337	326	2,81	2,61	2,58	2,81	2,72	выше j _{ЭК} =1
КВЛ Чайка - Ипподром с отпайкой на ПС Седанка	35	М-50, АС-120, АСБ 3*150, АП-ВПУ2Г 1*240	50	275	355											не работает

*-норма: ВЛ (Al) j_{ЭК} = 1,0 А/мм²; ВЛ (Cu) j_{ЭК} = 1,8 А/мм²; КЛ (Al) j_{ЭК} = 1,2 А/мм²; КЛ (Cu) j_{ЭК} = 2,0 А/мм².

Продолжение приложения Б

Анализ существующей системы электроснабжения города Владивосток

Таблица Б.5 – Загрузка трансформаторов Южного района Приморского края

Наименование ПС		Установленная мощность, МВА	tg φ	cos φ	Pmax, МВт	Qmax, Мвар	Кнорм	Кпо-слеав
2Р	Т-1	40,0	0,26	0,97	14,2	3,8	0,37	0,73
2Р	Т-2	40,0	0,26	0,97	13,8	3,7	0,36	0,73
Академи-ческая	Т-1	6,3	0,39	0,93	5,6	2,2	0,95	1,69
Академи-ческая	Т-2	6,3	0,39	0,93	4,3	1,7	0,73	1,69
Бурун	Т-1	40,0	0,39	0,93	16,0	6,2	0,43	1,19
Бурун	Т-2	40,0	0,39	0,93	28,5	11,0	0,76	1,19
Ипподром	Т-1	10,0	0,39	0,93	5,1	2,0	0,55	0,55
Котельная 2Р	Т-1	10,0	0,38	0,93	3,8	1,4	0,40	0,40
Промузел	Т-1	16,0	0,27	0,96	8,6	2,4	0,56	1,17
Промузел	Т-2	16,0	0,27	0,96	9,4	2,6	0,61	1,17
Седанка	Т-1	16,0	0,60	0,86	6,3	3,8	0,46	0,83
Седанка	Т-2	16,0	0,60	0,86	5,0	3,0	0,37	0,83
Спутник	Т-1	25,0	0,24	0,97	10,5	2,5	0,43	1,47
Спутник	Т-2	25,0	0,24	0,97	25,3	6,0	1,04	1,47
Стройин-дустрия	Т-1	25,0	0,40	0,93	4,5	1,8	0,19	0,51
Стройин-дустрия	Т-2	16,0	0,40	0,93	7,4	2,9	0,50	0,80
Чайка	Т-1	16,0	0,32	0,95	3,9	1,2	0,25	0,25
Чайка	Т-2	16,0	0,32	0,95	0,0	0	0	0

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Низковольтное электроснабжение рассматриваемой части города Владивосток



Рисунок В.1 – Расположение трассы прохождения кабелей 0,4 кВ ЖК Антарес

Таблица В.1 – Нагрузка новых ЖК в районе ПС Бурун

ЖК	$S_{\text{жил}}, \text{м}^2$	$S_{\text{общ}}, \text{м}^2$	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{квар}$	$S_p, \text{кВА}$
Антарес			290	107,7	306
Каспийская 5	29800	8940	703,2	302,4	765,5
Экоквартал	34552	8638	805,1	346,2	876,3
Life	49424	8615	1129,1	485,5	1229,1
Лесной квартал-2	42210	5040	950,4	408,7	1034,6
Залесная горка	26712	8013,6	630,4	271,1	686,2
Зеленый берег	24600	12300	610,1	262,3	664,1

**Низковольтное электроснабжение рассматриваемой части города
Владивосток**

Таблица В.2 – КРМ в сети 0,4 кВ

ЖК	tgφ	Q _{гр} , квар	Q _{факт} , квар
Антарес	0,37	6,2	-
Каспийская 5	0,43	56,3	-
Экоквартал	0,43	64,4	-
Life	0,43	90,3	-
Лесной квартал-2	0,43	76,0	-
Залесная горка	0,43	50,4	-
Зеленый берег	0,43	48,8	-

Таблица В.3 – Выбор мощности трансформаторов КТП

ЖК	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	S _{тр расч} , кВА	S _{тр ном} , кВА	K _{з-норм}	K _{з п/ав}
Антарес	290	97,7	306	219	250	0,61	1,22
Каспийская 5	703,28	302,41	765,5	546,8	630	0,61	1,22
Экоквартал	805,1	346,2	876,3	626,0	630	0,70	1,39
Life	1129,1	485,5	1229,1	877,9	1000	0,61	1,23
Лесной квартал-2	950,4	408,7	1034,6	739,0	1000	0,52	1,03
Залесная горка	630,4	271,1	686,2	490,2	630	0,54	1,09
Зеленый берег	610,1	262,3	664,1	474,4	630	0,53	1,05

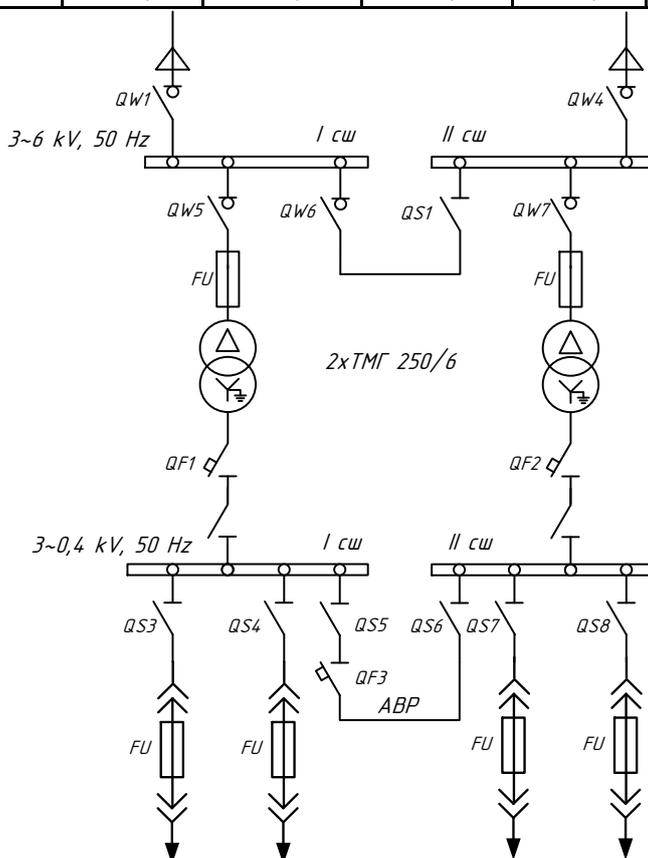


Рисунок В.2 – Схема КТПГ ЖК Антарес

**Низковольтное электроснабжение рассматриваемой части города
Владивосток**

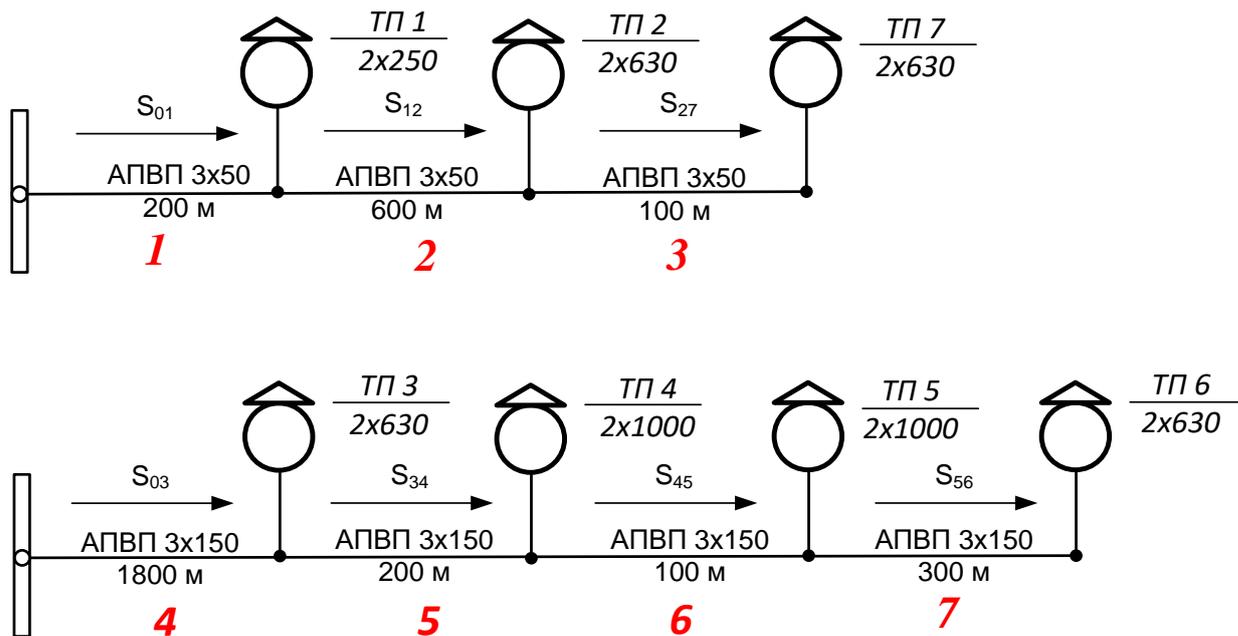


Рисунок В.3 – Граф сети 6 кВ №1

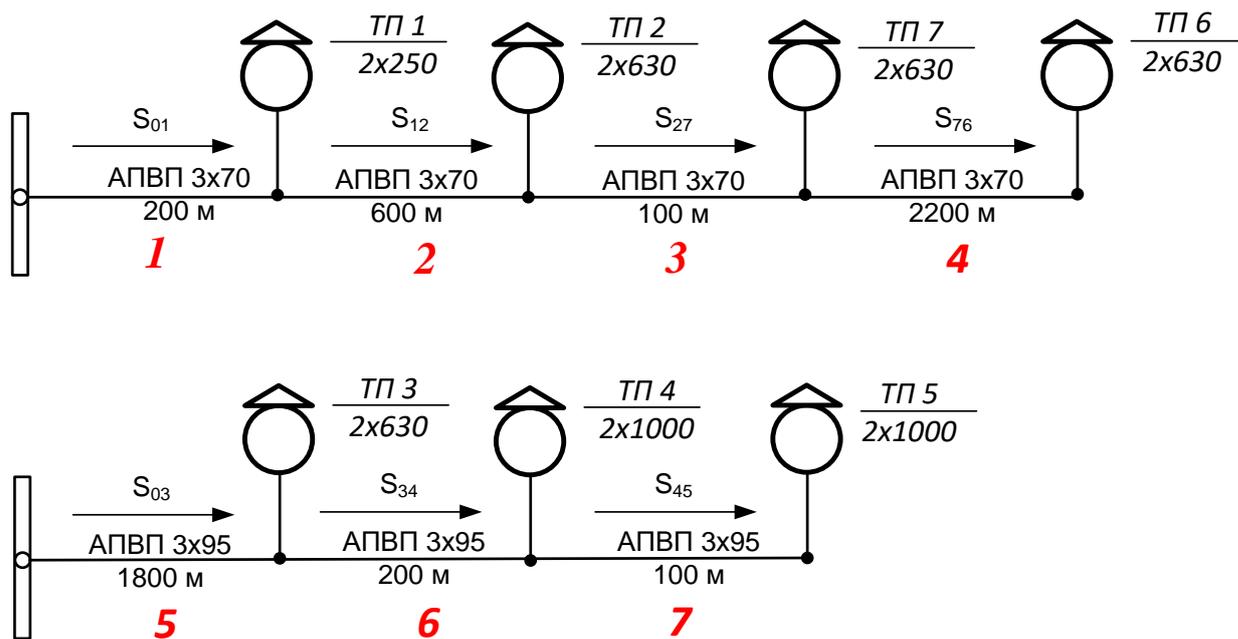


Рисунок В.4 – Граф сети 6 кВ №2

Продолжение приложения В

Низковольтное электроснабжение рассматриваемой части города Владивосток

Таблица В.4 – Потери в линиях при номинальном напряжении сети 6 кВ

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
Вариант 1											
1	1620,1	664,1	5,426	0,543	1614,7	663,6	0,2	0,32	0,018	-3,03%	6,18
2	1324,7	565,9	10,923	1,092	1313,8	564,8	0,6	0,32	0,045	-2,27%	6,14
3	610,5	262,4	0,393	0,039	610,1	262,3	0,1	0,32	0,003	-2,21%	6,13
4	3596,9	1519,6	75,631	7,563	3521,3	1512,1	1,8	0,103	0,134	-1,10%	6,07
5	2716,2	1165,9	4,983	0,498	2711,2	1165,4	0,2	0,103	0,011	-0,91%	6,05
6	1582,1	679,9	0,848	0,085	1581,2	679,8	0,1	0,103	0,003	-0,86%	6,05
7	630,8	271,1	0,404	0,040	630,4	271,1	0,3	0,103	0,004	-0,79%	6,05
всего			98,608				3,3				
Вариант 2											
1	2265,3	936,7	7,351	0,735	2257,9	935,9	0,2	0,22	0,018	-3,03%	6,18
2	1967,9	838,2	16,639	1,664	1951,3	836,6	0,6	0,22	0,048	-2,23%	6,13
3	1248,0	534,2	1,132	0,113	1246,9	534,0	0,1	0,22	0,005	-2,15%	6,13
4	636,8	271,7	6,374	0,637	630,4	271,1	2,2	0,22	0,057	-1,20%	6,07
5	2968,8	1248,8	79,119	7,912	2889,6	1240,9	1,8	0,16	0,161	-0,65%	6,04
6	2084,6	894,7	4,557	0,456	2080,0	894,3	0,2	0,16	0,013	-0,44%	6,03
7	950,9	408,7	0,476	0,048	950,4	408,7	0,1	0,16	0,003	-0,39%	6,02
всего			115,648				5,2				

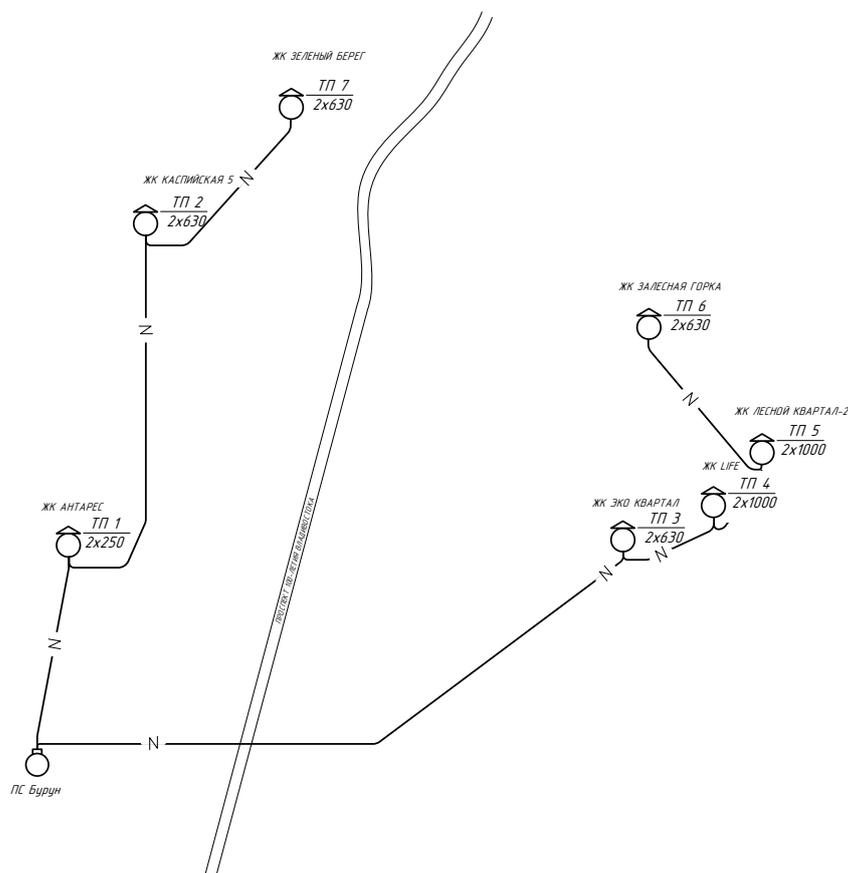


Рисунок В.5 – Вариант сетей 6 кВ №1

Продолжение приложения В

Низковольтное электроснабжение рассматриваемой части города Владивосток

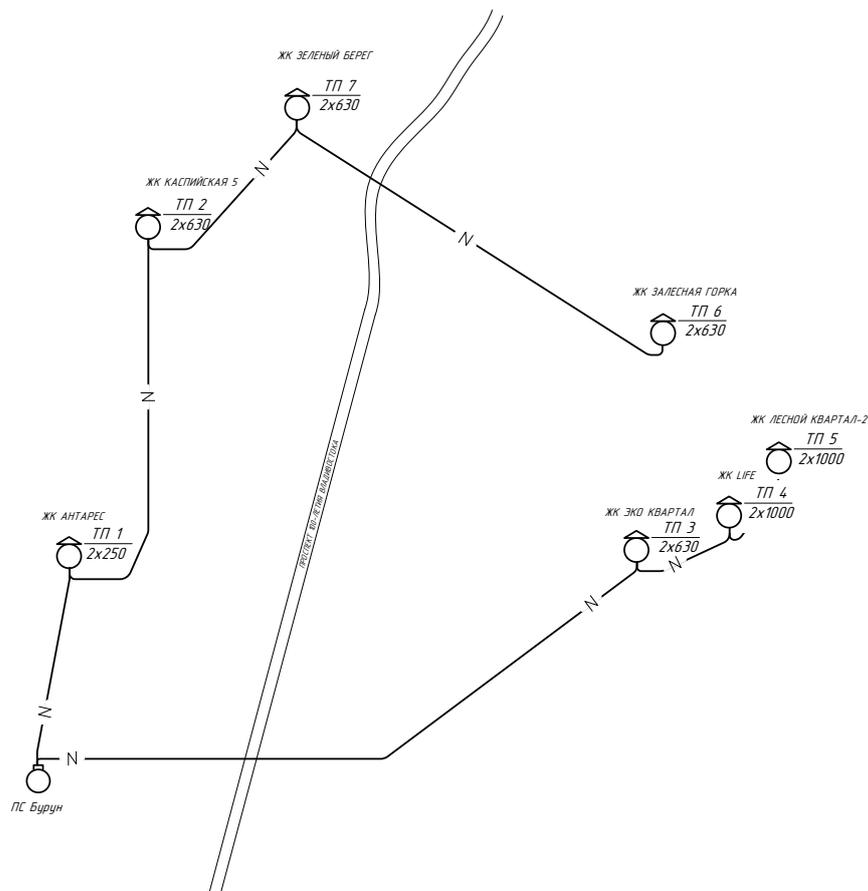


Рисунок В.6 – Вариант сетей 6 кВ №2

Таблица В.5 – Выбранные кабели 6 кВ

Участок КЛ	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	I_p , А	$I_{доп} * K_t * K_{каб}$, А	кабель
вар 1 ТП 1-2-7	1603,4	662,4	1734,8	167,1	168,8	АПВП 3x50
вар 1 ТП 3-4-5-6	3515,0	1511,5	3061,0	294,9	328,4	АПВП 3x150
вар 2 ТП 1-2-7-6	2233,8	933,5	1936,8	186,6	208,7	АПВП 3x70
вар 2 ТП 3-4-5	2884,6	1240,4	2512,0	242,0	253,7	АПВП 3x95

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города Владивосток

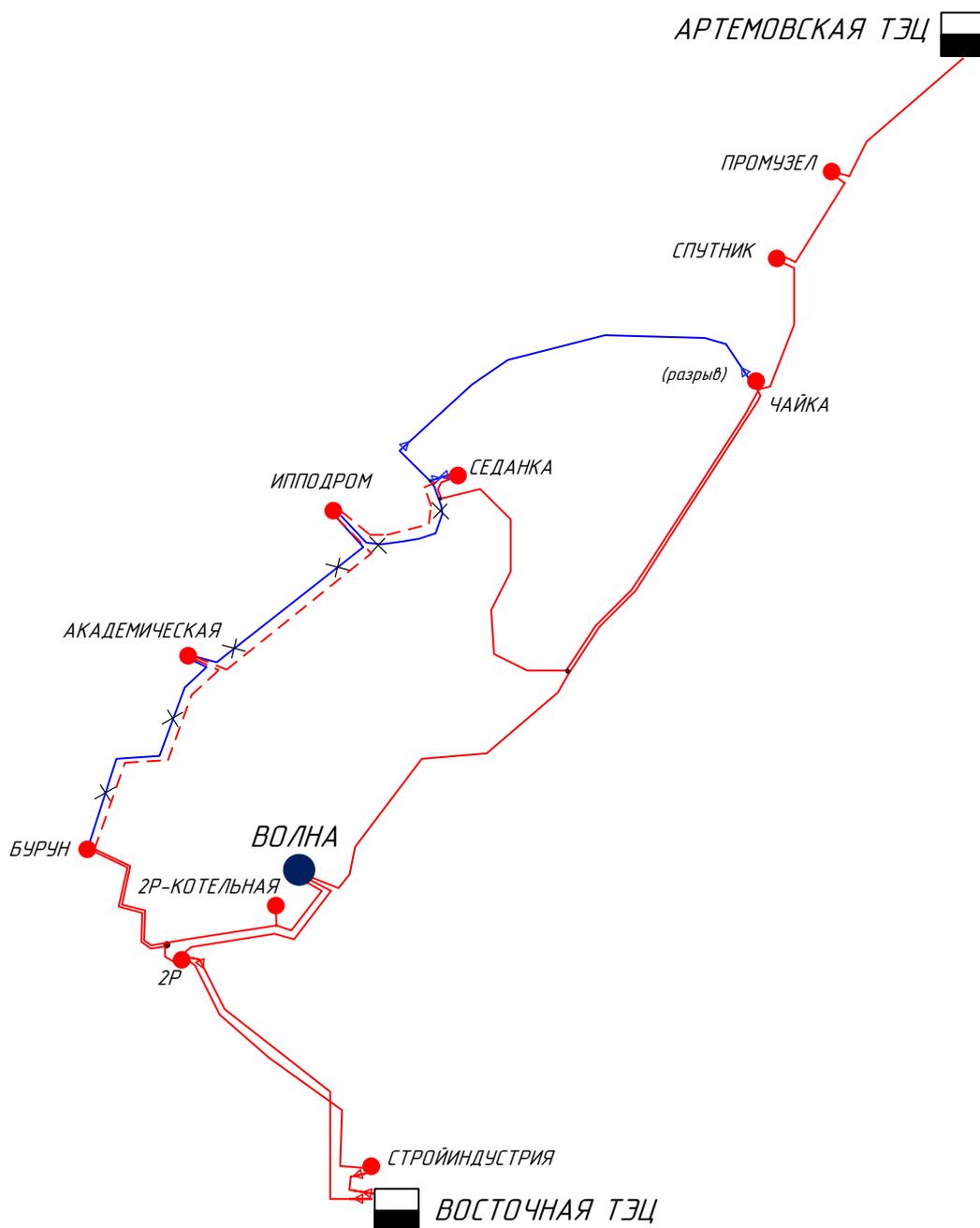


Рисунок Г.1 – Вариант 1 реконструкции системы электроснабжения города
Владивосток в районе подстанции Бурун

**Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города
Владивосток**

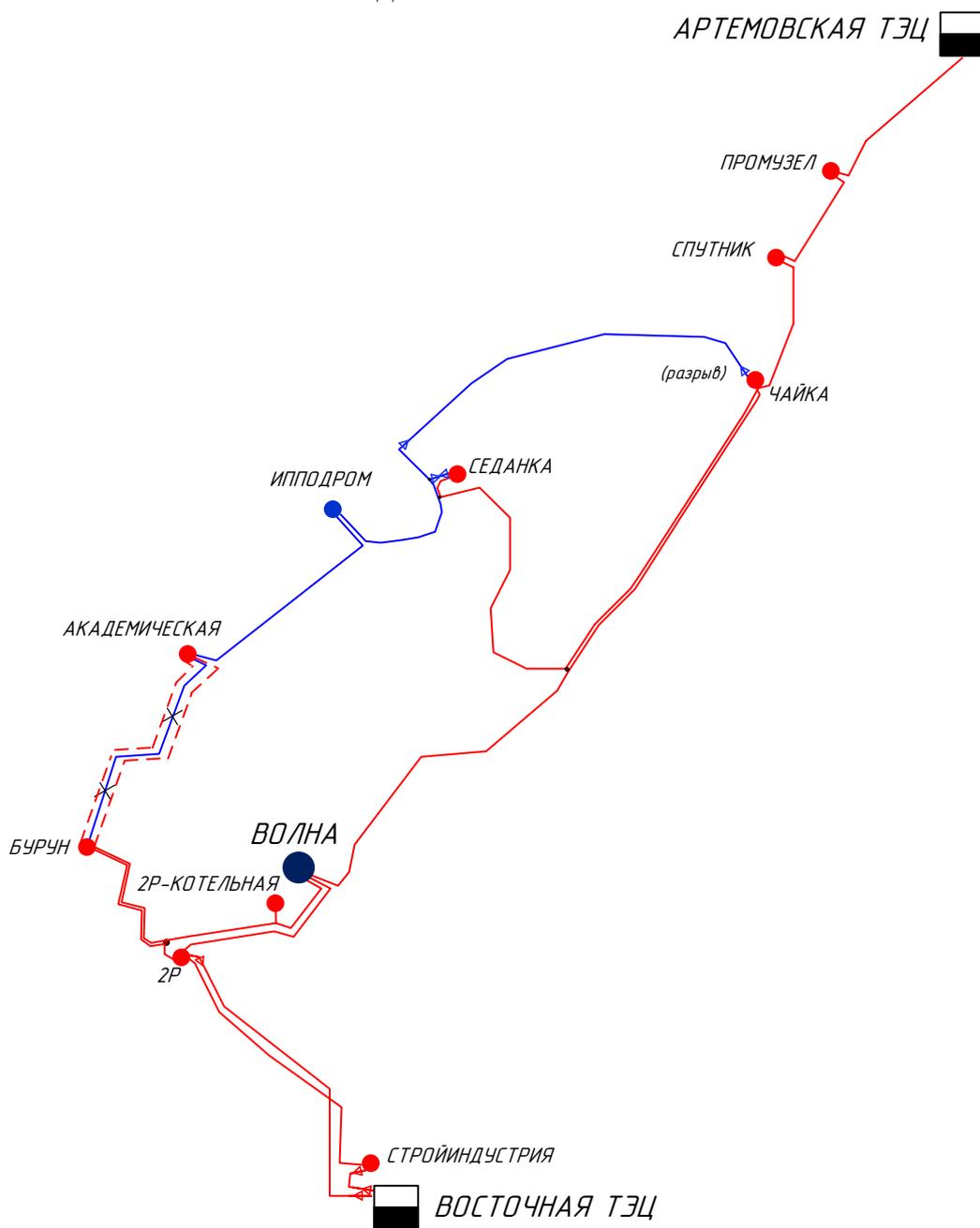


Рисунок Г.2 – Вариант 2 реконструкции системы электроснабжения города
Владивосток в районе подстанции Бурун

Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города Владивосток

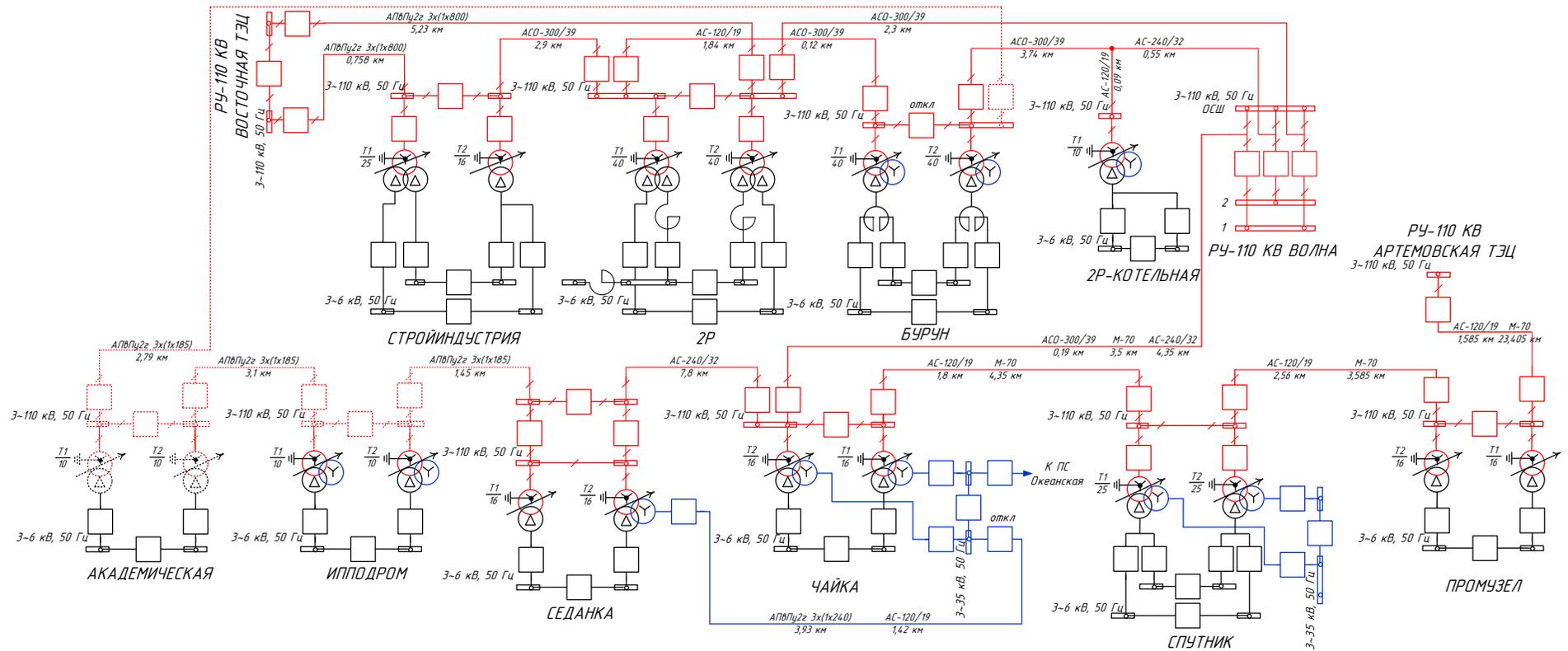


Рисунок Г.3— Однолинейная схема варианта №1 реконструкции системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун

Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города
Владивосток

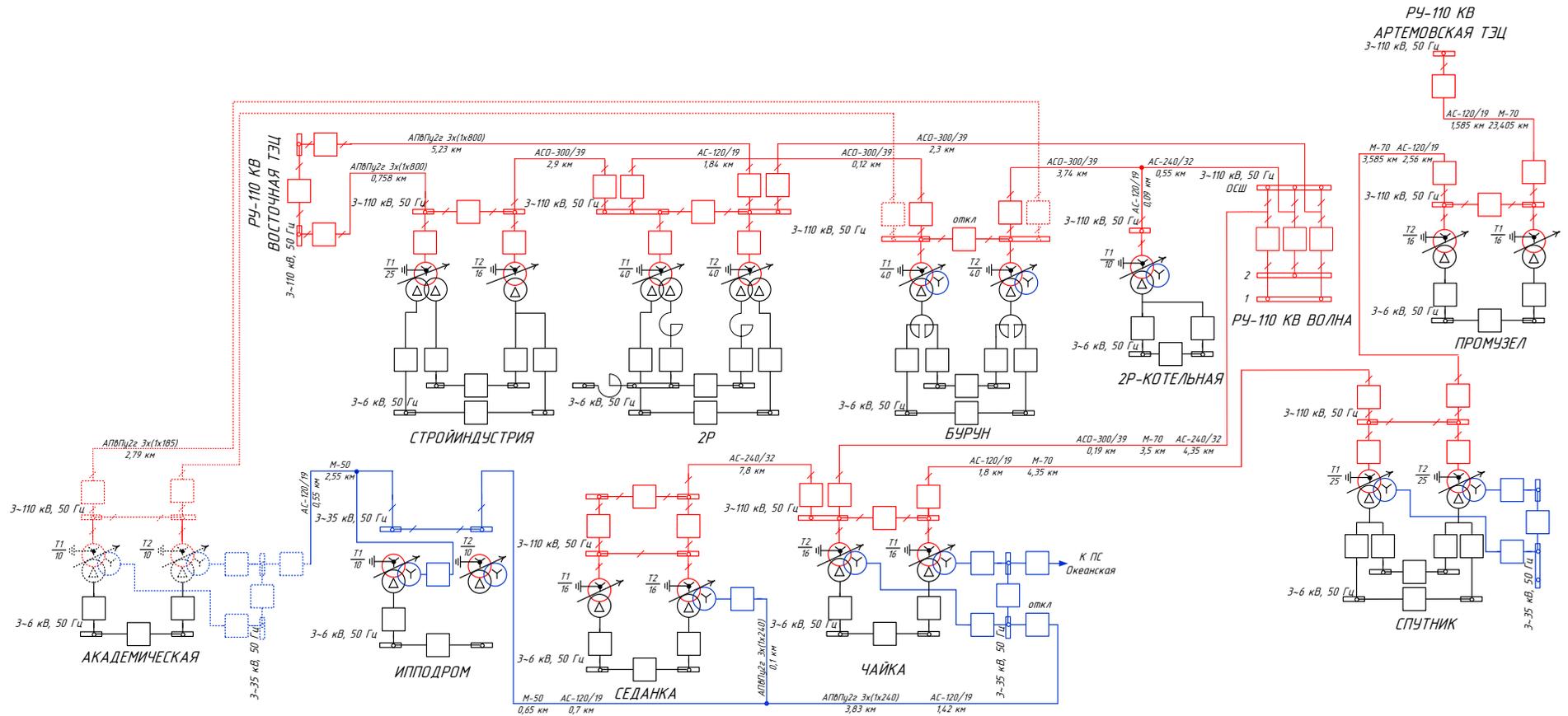


Рисунок Г.4 – Однолинейная схема варианта №2 реконструкции системы электроснабжения города Владивосток в районе подстанции Бурун

**Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города
Владивосток**

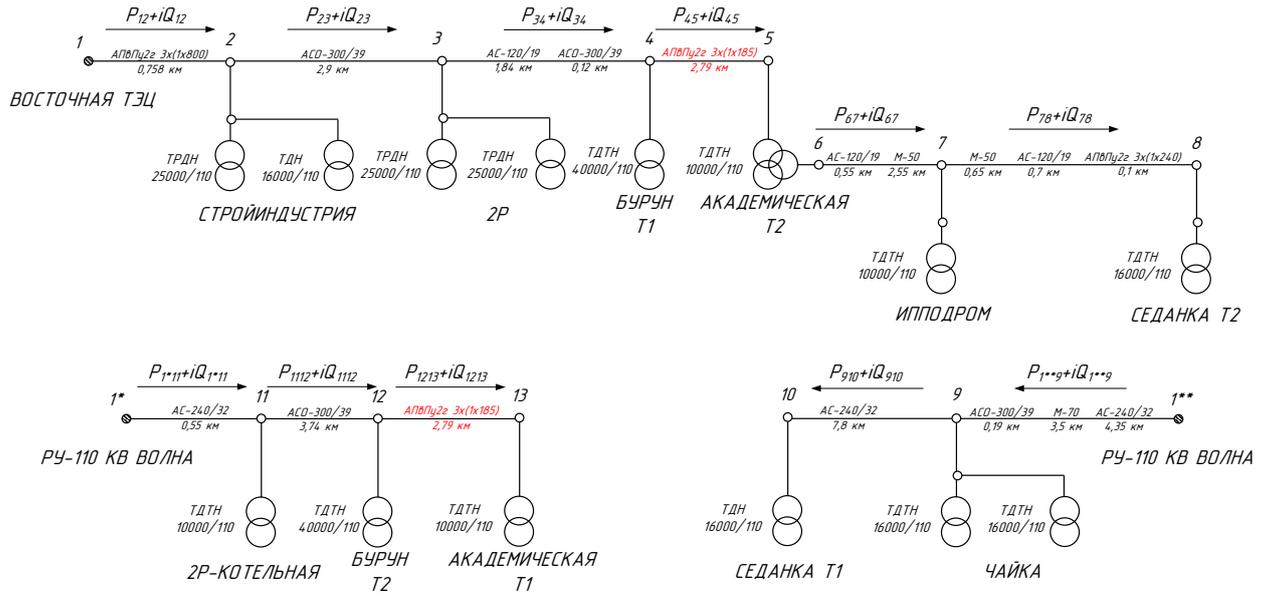


Рисунок Г.6 - Граф сети внешнего электроснабжения 110-35 кВ ПС Бурун по варианту 2

Таблица Г.2 – Поток мощности по участкам сети внешнего электроснабжения ПС Бурун

№ варианта	Участок сети	P_{\max} , МВт	Q_{\max} , МВар
1	1--2	58,51	19,62
	2--3	46,63	14,86
	3--4	18,58	7,44
	1*-5	48,15	18,64
	5--6	44,40	17,21
	6--7	13,32	4,90
	7--8	3,39	1,02
	8--9	-1,74	-0,98
	9--10	13,04	5,06
	10-1**	16,91	6,29
2	1--2	72,98	25,11
	2--3	61,09	20,36
	3--4	33,05	12,94
	4--5	14,47	5,50
	6--7	10,15	3,81
	7--8	5,02	1,81
	9--10	6,28	2,27
	9-1**	10,15	3,51
	1*-11	40,45	15,93
	11--12	36,70	14,50
12--13	5,61	2,19	

Продолжение приложения Г

**Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города
Владивосток**

Таблица Г.3 – Выбор рационального напряжения

вариант	участок	L, км	P, МВт	Uрац, кВ	Uфакт, кВ	Uном, кВ
1	1-2	0,76	58,51	133	110	110
	2-3	2,90	46,63	119	110	110
	3-4	1,96	18,58	75	110	110
	1*-5	0,55	48,15	121	110	110
	1**-10	8,04	16,91	72	110	110
2	1-2	0,76	71,72	147	110	110
	6-7	3,10	10,15	56	35	35
	1**-9	8,04	10,15	57	110	110
	1*-11	0,55	40,45	110	110	110

Таблица Г.4 – Токовая нагрузка по участкам сети внешнего электроснабжения

ПС Бурун

№ варианта	Участок сети	P _{макс} , МВт	Q _{макс} , МВАр	I _{макс} , А
1	1--2	58,51	19,62	323,9
	2--3	46,63	14,86	256,9
	3--4	18,58	7,44	105,1
	1*-5	48,15	18,64	271,0
	5--6	44,40	17,21	249,9
	6--7	13,32	4,90	74,5
	7--8	3,39	1,02	18,6
	8--9	-1,74	-0,98	10,5
	9--10	13,04	5,06	73,4
	10-1**	16,91	6,29	94,7
2	1--2	72,98	25,11	405,1
	2--3	61,09	20,36	338,0
	3--4	33,05	12,94	186,3
	4--5	14,47	5,50	81,2
	6--7	10,15	3,81	178,8
	7--8	5,02	1,81	88,1
	9--10	6,28	2,27	35,0
	9-1**	10,15	3,51	56,4
	1*-11	40,45	15,93	228,2
	11--12	36,70	14,50	207,1
	12--13	5,61	2,19	31,6

Продолжение приложения Г

**Реконструкция питающих сетей рассматриваемой части города
Владивосток**

Таблица Г.5 – Проверка участков сети внешнего электроснабжения ПС Бурун, выполненной кабелями 110 кВ

№ варианта	Участок сети	$P_{\text{макс}}$, МВт	$Q_{\text{макс}}$, МВАр	$U_{\text{ном}}$, кВ	$N_{\text{ц}}$	$I_{\text{макс}}$, А	$I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{т}} \cdot K_{\text{каб}} \cdot K_{\text{г}}$
1	6--7	34,84	13,74	110	1	197	357
	7--8	44,77	17,61	110	1	253	357
	8--9	49,89	19,61	110	1	282	357
2	4--5	14,47	5,50	110	1	81	357
	12--13	5,61	2,19	110	1	32	357

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Реконструкция подстанции «Бурун»

Таблица Д.1 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ТРГ-УЭТМ-110-УХЛ1

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Е349М	2,5	2,5	2,5
Ваттметр	Ц301/1	6		6
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850 (Энергомера)	0,1	0,1	0,1
всего		8,6	2,6	8,6

Таблица Д.2 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения ЭНГ-УЭТМ-110-УХЛ1

Прибор	Тип	S _{потр.} , В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Е349М	2,5	1	1	0	2,5	-
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3095	12	1	1	0	12	-
Ваттметр	Ц301/1	6	1	1	0	6	-
Счетчик АЭ	ЦЭ6850 (энергомера)	2	4	1	0	8	-
		2	4	1	0	8	-
Итого	-	-	-	-	-	36,5	-

Таблица Д.3 – Проверка аппаратуры связи

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 400 \text{ А}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{р Академическая} = 81 \text{ А}$ $I_{р 2Р} = 186 \text{ А}$ $I_{р Волна} = 207 \text{ А}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$

Продолжение приложения Д
Реконструкция подстанции «Бурун»

Таблица Д.4 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ТОЛ-10-1 и ТПШЛ-10

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Ввод 6 кВ				
Амперметр	Е349М		2,5	
Ваттметр	Ц301/1	6		6
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850 (энергомера)	0,1		0,1
всего		6,1	2,5	6,1
линейные 6 кВ				
Амперметр	Е349М		2,5	
Счетчик АЭ и РЭ	ЦЭ6850 (энергомера)	0,1		0,1
Итог		0,1	2,5	0,1
секционный 6 кВ				
Амперметр	Е349М		2,5	
Итог			2,5	

Таблица Д.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения НТМИ-6

Прибор	Тип	S _{потр.} В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						Р, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Е349М	2,5	1	1	0	2,5	-
Вольтметр с переключением регистрирующий	Н3095	12	1	1	0	12	-
Ваттметр	Ц301/1	6	1	1	0	6	-
Счетчик АЭ	ЦЭ6850	2	13	1	0	26	-
		2	13	1	0	26	-
Итого	-	-	-	-	-	72,5	-

Таблица Д.6 – Выбор КРУ 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{вкл} = 50 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{р \text{ вар } 1 \text{ ТП } 1-2-7} = 167 \text{ А}$ $I_{р \text{ вар } 1 \text{ ТП } 3-4-5-6} = 295 \text{ А}$ $i_{y\delta} = 29,9 \text{ кА}$ $B_k = 367 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{вкл} \geq i_{y\delta}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

Продолжение приложения Д
Реконструкция подстанции «Бурун»

Таблица Д.7 – Выбор и проверка выключателей нагрузки 6 кВ

№ ТП	$I_{P\ TП}, A$	I_H, A	$V_{кр}, кА^2с$	$V_{кн}, кА^2с$	$I_{уд}, кА$	$I_{дин}, кА$
1	24	400	64	469	25,2	31,5
2	61	400	64	469	25,2	31,5
3	61	400	23	469	18,6	31,5
4	96	400	35	469	18,6	31,5
5	96	400	35	469	18,6	31,5
6	61	400	27	469	16,4	31,5
7	61	400	35	469	15,0	31,5

Таблица Д.8 – Выбор и проверка предохранителей 6 кВ

№ ТП	$I_{P\ TП}, A$	I_H, A	$I_{по}, кА$	$I_{ном\ откл}, кА$
1	24	40	11,1	20
2	61	80	11,1	20
3	61	80	8,2	20
4	96	100	8,2	20
5	96	100	8,2	20
6	61	80	7,2	20
7	61	80	6,6	20

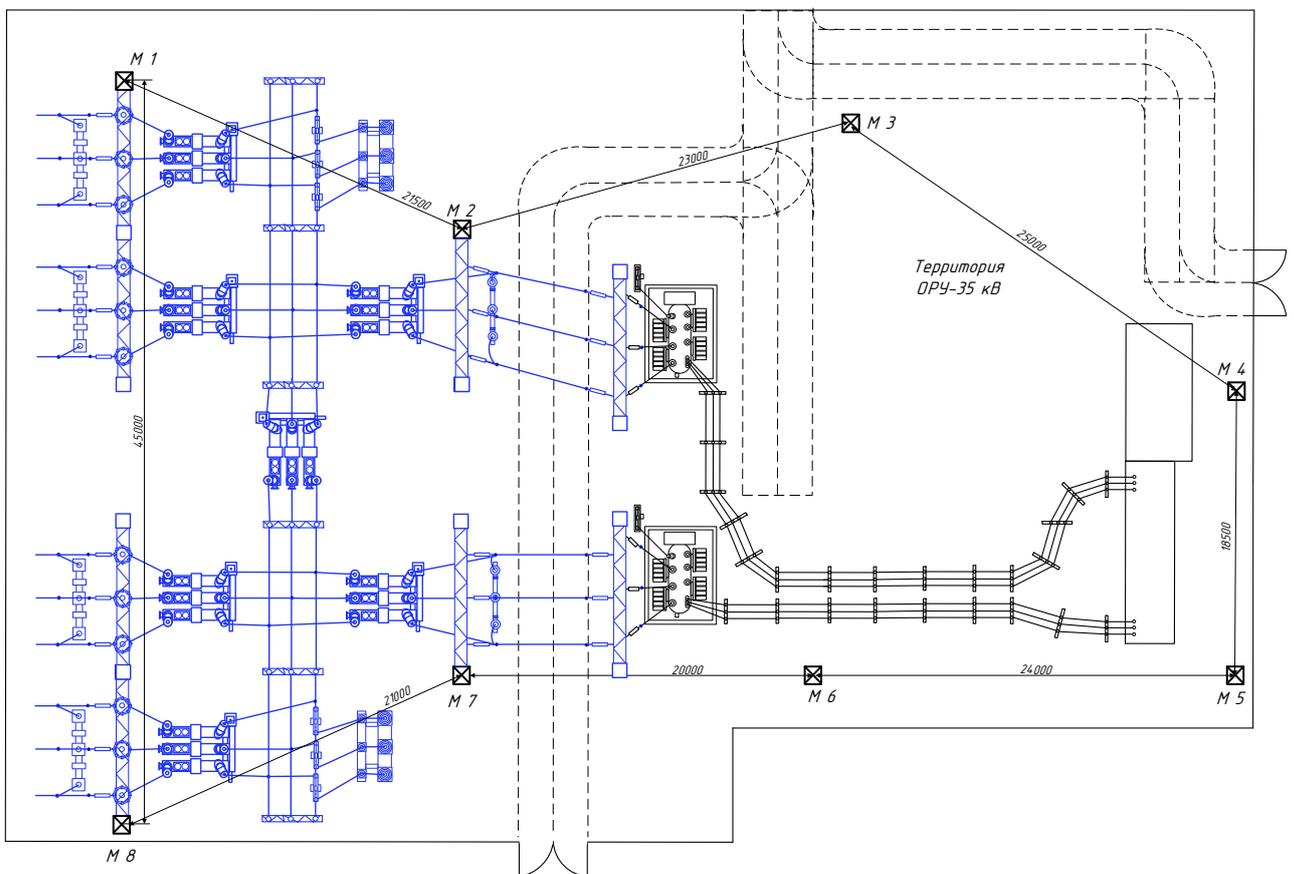


Рисунок Д.1– Устройство молниеотводов на ОРУ ПС Бурун

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Конструктивное исполнение системы электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток после реконструкции

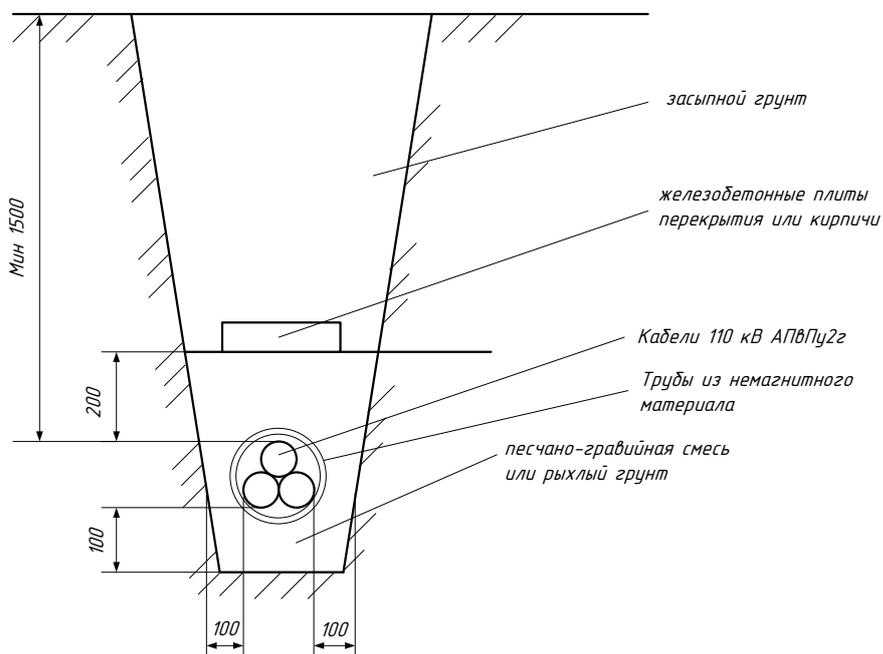


Рисунок Е.1 – Прокладка кабелей 110 кВ внешнего электроснабжения 110 кВ
ПС Бурун

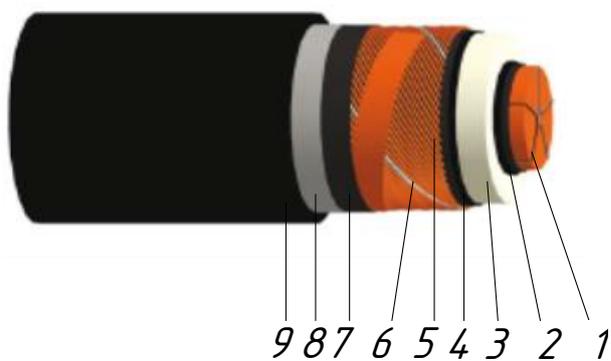


Рисунок Е.2 – Кабель 110 кВ внешнего электроснабжения 110 кВ ПС Бурун
АПвПу2г 3х(1х400)

Конструктивное исполнение системы электроснабжения рассматриваемой части города Владивосток после реконструкции

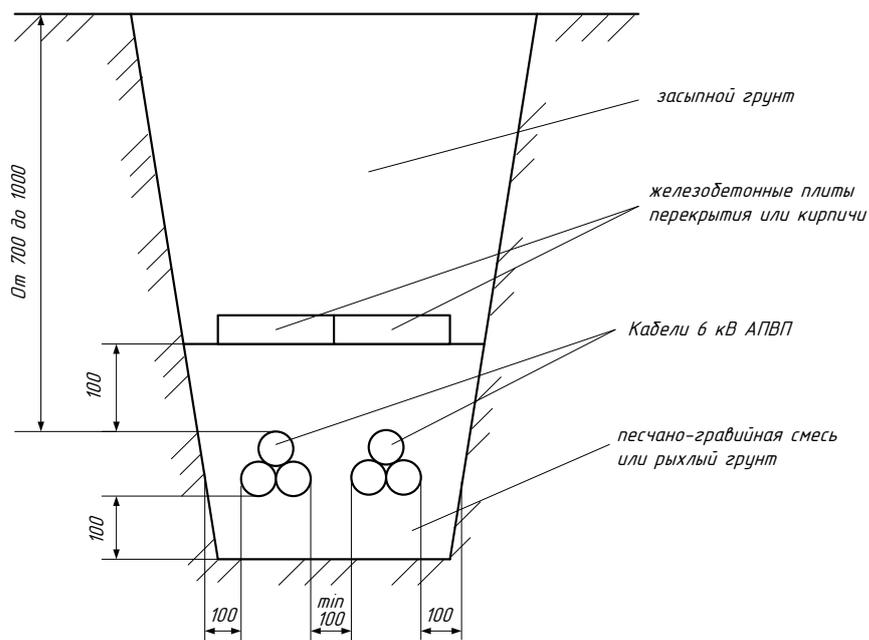


Рисунок Е.3 – Прокладка кабелей 6 кВ внутреннего электроснабжения потребителей от ПС Бурун

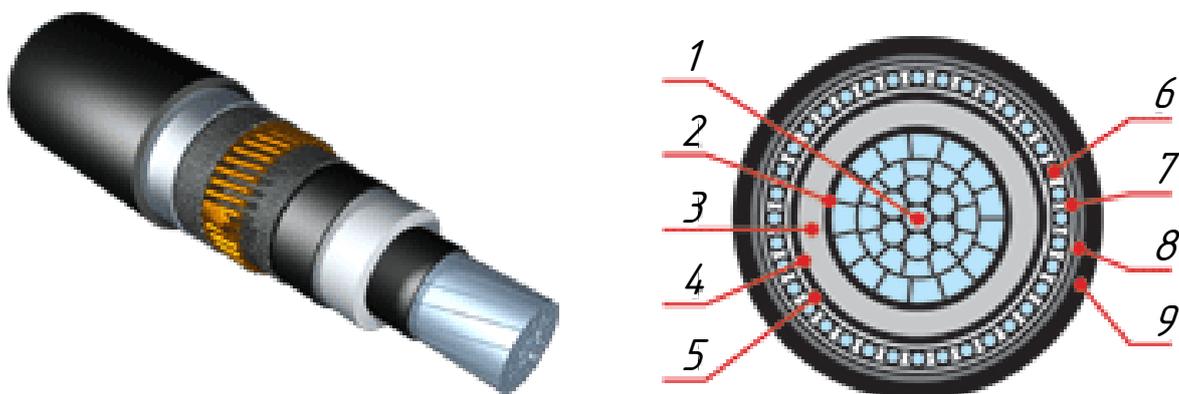


Рисунок Е.4 – Кабель 6 кВ внутреннего электроснабжения потребителей от ПС Бурун АПВП 3х(1х95)

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции системы электроснабжения

Таблица Ж.1 – Параметры линий

Наименование	Марка кабеля	Длина, км	Удельная стоимость 1 км линии $K_{л0}$, млн.руб/км
Вариант 1			
КЛ 110 кВ одноцепная	АПвПу2г 3х(1х185)	7,34	71
Вариант 2			
КЛ 110 кВ одноцепная	АПвПу2г 3х(1х185)	5,58	71

Таблица Ж.2 – Трансформаторы

Наименование	Тип трансформатора	Количество, шт	Стоимость, млн. руб
Вариант 1			
Трансформатор	Трансформатор ТДН-10000/110	2	3,7
Вариант 2			
Трансформатор	Трансформатор ТДТН-10000/110	2	4,7

Таблица Ж.3 – Стоимость РУ

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, млн. руб.
Вариант 1			
ячейка	110 кВ	Бурун	7,6
мостик	110	Академическая, Ипподром	2*30
Вариант 2			
ячейка	110 кВ	Бурун	2*7,6
2-блок	110 кВ	Академическая	15,2
одна секц сш	35 кВ	Академическая	0,6*4

Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции системы электроснабжения

Таблица Ж.4 – Постоянная часть затрат

Схема РУ	U, кВ	Наименование ПС	Стоимость, млн. руб.
Вариант 1			
Расширение мостик	110 кВ	Бурун	1,8
мостик	110 кВ	Академическая, Ипподром	9*2
Вариант 2			
Расширение мостик	110 кВ	Бурун	1,8*2
2-блок	110 кВ	Академическая	7,25
одна секц сш	35 кВ	Академическая	13,5

Таблица Ж.5 - Сводная таблица затрат на варианты реконструкции

Тип оборудования	Вариант 1, млн.руб.	Вариант 2, млн.руб.
Подстанции	638,4	448,5
Кабельные линии	3257,7	2477,3
ИТОГО	3897,1	2925,8

Таблица Ж.6– Результаты расчёта потерь электроэнергии

№ варианта	Участок сети	I _{макс} , А	U, кВ	Nц	Руд Ом/100 км	L, км	Rл, Ом	ΔW, кВт*ч
1	1--2	323,9	110	1	4	0,76	0,03	57256,6
	2--3	256,9	110	1	9,8	2,90	0,28	337518,1
	3--4	105,1	110	1	24,2	1,96	0,47	94236,0
	1*-5	271,0	110	1	12	0,55	0,07	87249,6
	5--6	249,9	110	1	9,8	3,74	0,37	412159,6
	6--7	74,5	110	1	16,2	2,79	0,45	45116,2
	7--8	18,6	110	1	16,2	3,10	0,50	3116,9
	8--9	10,5	110	1	16,2	1,45	0,23	463,5
	9--10	73,4	110	1	12	7,80	0,94	90770,1
	10-1**	94,7	110	1	12	8,04	0,96	155789,5
итого								1283700
2	1--2	405,1	110	1	4	0,76	0,03	89553,3
	2--3	338,0	110	1	9,8	2,90	0,28	584425,7
	3--4	186,3	110	1	24,2	1,96	0,47	296268,2
	4--5	81,2	110	1	16,2	2,79	0,45	53680,5
	6--7	178,8	35	1	42,8	3,10	1,33	763767,8
	7--8	88,1	35	1	42,8	1,45	0,62	86658,9
	9--10	35,0	110	1	12	7,80	0,94	20670,7
	9-1**	56,4	110	1	12	8,04	0,96	55167,1
	1*-11	228,2	110	1	12	0,55	0,07	61844,3
	11--12	207,1	110	1	9,8	3,74	0,37	282981,2
	12--13	31,6	110	1	16,2	2,79	0,45	8130,1
итого								2303100

Продолжение приложения Ж

Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции системы электроснабжения

Таблица Ж.7 - Результаты расчёта издержек

Издержки	Вариант 2, млн.руб.	Вариант 1, млн.руб.
$I_{ам}$	121,5	162,3
$I_{экс}$	23,89	119,1
$I_{ΔW}$	6,7	3,7
ИТОГО	216,6	285,1

Таблица Ж.8 - Расчёт результирующих затрат вариант 2

год	К, млн. руб	И, млн. руб	$Q_{пр}$, млн. руб.	Фм, млн. руб.	Фм, накопи- тельный, млн. руб.	ЧД, млн.руб.	ЧДД, млн.руб.	ЧДД накопи- тельный, млн. руб..
1	-975			-975,3	-975,3	-1398,5	-903,0	-903,0
2	-975			-975,3	-1950,5	-2796,9	-1672,3	-2575,3
3	-975			-975,3	-2925,8	-4195,4	-2322,6	-4897,9
4		-217	1912	1695,8	-1230,0	-3260,2	-904,1	-5802,0
5		-217	1912	1695,8	465,8	-2325,1	317,0	-5484,9
6		-217	1912	1695,8	2161,6	-1389,9	1362,2	-4122,7
7		-217	1912	1695,8	3857,5	-454,7	2250,8	-1871,9
8		-217	1912	1695,8	5553,3	480,5	3000,3	1128,3
9		-217	1912	1695,8	7249,1	1415,6	3626,4	4754,7
10		-217	1912	1695,8	8944,9	2350,8	4143,2	8897,9
11		-217	1912	1695,8	10640,7	3286,0	4563,6	13461,5
12		-217	1912	1695,8	12336,5	4221,1	4899,0	18360,6
13		-217	1912	1695,8	14032,4	5156,3	5159,7	23520,2
14		-217	1912	1695,8	15728,2	6091,5	5354,8	28875,1
15		-217	1912	1695,8	17424,0	7026,7	5492,8	34367,8
16		-217	1912	1695,8	19119,8	7961,8	5580,9	39948,7
17		-217	1912	1695,8	20815,6	8897,0	5625,8	45574,5
18		-217	1912	1695,8	22511,4	9832,2	5633,5	51208,0
19		-217	1912	1695,8	24207,3	10767,4	5609,1	56817,1
20		-217	1912	1695,8	25903,1	11702,5	5557,5	62374,6
21		-217	1912	1695,8	27598,9	12637,7	5482,7	67857,2
22		-217	1912	1695,8	29294,7	13572,9	5388,5	73245,7
23		-217	1912	1695,8	30990,5	14508,1	5278,2	78523,9
24		-217	1912	1695,8	32686,3	15443,2	5154,6	83678,5
25		-217	1912	1695,8	34382,1	16378,4	5020,4	88698,9
26		-217	1912	1695,8	36078,0	17313,6	4877,8	93576,7
27		-217	1912	1695,8	37773,8	18248,8	4728,8	98305,5
28		-217	1912	1695,8	39469,6	19183,9	4575,1	102880,6
29		-217	1912	1695,8	41165,4	20119,1	4418,2	107298,7
30		-217	1912	1695,8	42861,2	21054,3	4259,4	111558,2
всего				42861,2	556170,2	231828,6	111558,2	1269255,3