

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы – Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Н.В Савина  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей Приморского края в связи с подключением подстанции напряжением 110 кВ Нейбута

Исполнитель студент группы 142-об2	_____	Е.В. Медведева
	(подпись, дата)	
Руководитель профессор, канд. техн. наук	_____	Ю.В. Мясоедов
	(подпись, дата)	
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук	_____	А.Б. Булгаков
	(подпись, дата)	
Нормоконтроль ст. преподаватель	_____	Л.А. Мясоедова
	(подпись, дата)	

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Медведевой Елизаветы Витальевны

1. *Тема выпускной квалификационной работы:* Реконструкция электрических сетей Приморского края в связи с подключением подстанции напряжением 110 кВ Нейбута

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: контрольные замеры, электрические схемы станций и подстанций, однолинейная схема сети

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика реконструируемого района электрических сетей. 2. Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок. 3. Разработка и анализ вариантов конфигурации электрической сети при подключении подстанции 110 кВ Нейбута. 4. Расчёт токов короткого замыкания. 5. Расчёт и анализ установившихся режимов сети. 6. Выбор и проверка электрических аппаратов. 7. Молниезащита и заземление подстанции 110 кВ Нейбута. 8. Релейная защита и автоматика. 9. Технико-экономический расчёт. 10. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: 6 листов А1, 4 приложения, включающие 4 рисунка и 2 расчёта.

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов, профессор, к.т.н.

(фамилия, имя, отчество, должность, учёная степень, учёное звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 с., 142 формул, 17 рисунков, 45 таблиц, 31 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.

В выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции электрических сетей напряжением 110 кВ Приморского края в связи с подключением ПС 110 кВ Нейбута.

В процессе работы были выполнены расчёты электрических нагрузок, анализ района проектирования и существующей сети, расчёт её режимов, в результате были разработаны варианты конфигурации электрической сети и проведено технико-экономическое сравнение вариантов. Были рассчитаны токи короткого замыкания и на основе результата расчётов и климатических характеристик было выбрано и проверено оборудование подстанции. Так же были проработаны вопросы безопасности и экологичности.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВЧБ – высокочастотная блокировка;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ЕЭС – единая энергетическая система;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОПУ – общеподстанционный пункт управления;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединённая энергетическая система;

ПС – подстанция;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;

ТМ – телемеханика;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЭДС – электродвижущая сила;

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	4
Введение	8
1 Характеристика реконструируемого района электрических сетей	10
1.1 Климатические и географические особенности территории Владивостока	10
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания реконструируемого района	11
1.3 Характеристика потребителей	16
1.4 Расчёт и анализ существующего режима	16
1.4.1 Выбор эквивалента электрической сети	16
1.4.2 Параметры для расчёта режимов	19
1.4.3 Расчёт и анализ полученного режима	24
2 Расчет и анализ электрических нагрузок с учетом прогноза	31
3 Разработка вариантов реконструкции электрических сетей	35
3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при подключении ПС Нейбута	35
3.2 Выбор компенсирующих устройств	41
3.3 Выбор силовых трансформаторов	41
3.4 Выбор сечений проводников	42
3.5 Анализ режимов при подключении подстанции Нейбута с учётом прогнозируемой нагрузки	44
4 Расчет токов КЗ	54
5 Выбор и проверка электрических аппаратов	58
5.1 Конструктивное исполнение ПС Нейбута	58
5.2 Выбор КРУЭ 110 кВ	59
5.3 Выбор КРУ 10 кВ	66
5.4 Выбор и проверка токоведущих частей, гибкой и жесткой ошиновки	72
5.5 Выбор и проверка опорных, проходных изоляторов	77

5.6	Выбор ТСН	79
5.7	Выбор ОПН	80
6	Молниезащита и заземление ПС Нейбута	87
6.1	Расчёт заземления	87
6.2	Расчёт молниезащиты	88
7	Релейная защита	91
7.1	Общие требования к защитах на линии и подстанции	91
7.2	Защита трансформатора	92
7.2.1	Расчет уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1	94
7.2.2	Расчет уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-2	96
7.2.3	Расчёт уставок перегрузки трансформатора	98
7.2.4	Газовая защита трансформатора	99
7.3	Автоматика	99
8	Технико-экономический расчёт	101
8.1	Расчёт капиталовложений	101
8.2	Расчет эксплуатационных издержек	102
8.3	Определение эксплуатационных затрат	104
8.4	Срок окупаемости проекта	105
9	Безопасность и экологичность	107
9.1	Безопасность	107
9.1.1	Безопасность при осмотрах и оперативном обслуживании подстанции	107
9.1.2	Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках	108
9.1.3	Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках	110
9.1.4	Безопасность при выполнении работ на силовых трансформаторах	111
9.2	Экологичность	112
9.3	ЧС	115
	Заключение	119

Библиографический список	120
Приложение А	124
Приложение Б	126
Приложение В	128
Приложение Г	130

## ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие экономических и социальных сфер Дальневосточного федерального округа, в частности Приморского края, сопровождается устойчивым ростом промышленного производства, жилищного строительства и инфраструктурных объектов. Этот динамичный рост неизбежно ведет к увеличению электрических нагрузок и, как следствие, предъявляет повышенные требования к пропускной способности существующих энергетических систем.

В соответствии с обосновывающими материалами: «Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы» максимум потребления мощности энергосистемы Приморского края к 2030 году увеличится и составит 3384 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,05 %.

Таким образом, актуальность темы реконструкции электрических сетей в связи с подключением подстанции 110 кВ Нейбута обусловлена ростом нагрузок в г. Владивосток на основании заявки на технологическое присоединение, приобретает особую значимость в развитии энергетической инфраструктуры. Неэффективная или несвоевременная реконструкция существующих электрических сетей может привести к значительным экономическим потерям, дефициту мощности и снижению устойчивости энергосистемы. В условиях постоянного стремления к повышению энергоэффективности, выбор оптимального варианта присоединения является важной задачей, определяющей долгосрочную перспективу развития энергосистемы.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в технологическом присоединении новых потребителей к существующей электрической сети.

Для достижения поставленной цели сформированы следующие задачи:

- Анализ существующей сети;
- Прогнозирование увеличения нагрузок;

- Выбор оптимальной схемы подключения к сети;
- Выбор оборудования подстанции;
- Техничко-экономический расчёт;
- Проработка аспектов безопасности жизнедеятельности и экологической безопасности на этапе эксплуатации новой подстанции.

В начале работы приводится анализ исходных данных и характеристик рассматриваемого района. Далее произведена разработка и сравнительный анализ четырёх вариантов присоединения подстанции. После определения оптимального варианта - расчет режимов работы с учётом прироста нагрузки. Отдельные разделы посвящены выбору оборудования, расчётам систем заземления, молниезащиты и релейной защиты. Завершается основная часть технико-экономическим обоснованием, а также анализом аспектов безопасности и экологичности, подчёркивая комплексный подход к решению поставленной задачи.

Используемое программное обеспечение: RastrWin3 Базовый комплекс, Mathcad Education – University Edition, MS Office 2010 standard.

Графическая часть ВКР выполнена на листах формата А1 в количестве 6 листов.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

## 1.1 Климатические и географические особенности территории Владивостока

Строительство ПС 110 кВ Нейбута планируется в г. Владивосток. Город является административным центром Приморского края, а также носит статус административного центра Дальневосточного Федерального округа и Владивостокского округа.

Основная часть города расположена в южной части полуострова Муравьёва-Амурского; в черту города входят также острова Русский, Попова, Рейнеке и полуостров Песчаный. Омывается Японским морем.

Рельеф городского округа холмистый, образован отрогами хребта Муравьёва-Амурского и расчленён многочисленными речными долинами, высота сопок до 474 м. Зона сейсмической опасности определяется как средняя, по шкале MSK до 8 баллов [1].

Климат умеренный муссонный с частыми циклонами.

Весной наблюдается холодный северный ветер, сменяющийся тёплым юго-восточным, морозящие дожди, туманы.

Летом юго-восточные ветры приносят массы тёплого и влажного воздуха, средняя температура в этот период составляет 20° С. Вместе с тем, в это время наблюдаются тайфуны, ливневые дожди и повышенная влажность до 91 %.

В сентябре тёплые юго-восточные ветры сменяются северными, к концу осени количество осадков уменьшается, в начале ноября наступают заморозки. Средняя многолетняя температура воздуха осенью варьируется от 1,6 до 18° С.

Зимой преобладают северные ветры, скорость которого в среднем достигает 7 м/с. Наблюдается ясная, морозная, сухая, малоснежная погода. В самый холодный месяц - январь, средняя температура воздуха опускается до -9.3 °С, а средняя влажность составляет 59—60 % [2].

Основные климатические характеристики представлены в таблице 1 [2, 3].

Таблица 1 – Климатические параметры

Характеристика	Значение
Преобладающее направление ветра	С, Ю
Нормативная ветровое давление, Па	800
Нормативная толщина стенки гололеда, мм °С	25
Абсолютный минимум температуры воздуха, °С	- 31
Абсолютный максимум температуры воздуха, °С	+ 34
Среднегодовая температура, °С	- 12,6
Глубина промерзания грунта, м	1,8
Влажность, %	До 91
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	10-20
Удельная плотность ударов молнии в землю n, 1/(км <sup>2</sup> ×год)	1
Среднегодовое количество осадков, мм	724
Район по гололёду	4
Район по ветру	4
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	У

## 1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания реконструируемого района

Энергосистема Приморского края является частью объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока. Кроме энергосистемы Приморского края в состав ОЭС Востока входят энергосистемы Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области и энергосистема Республики Саха (Якутия). ОЭС Востока работает отдельно от первой синхронной зоны ЕЭС России.

Энергосистема Приморского края связана с энергосистемой Хабаровского края по ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт [4].

Источниками энергоснабжения в энергосистеме Приморского края являются [4]: Артёмовская ТЭЦ – 400 МВт; Владивостокская ТЭЦ-2 – 537 МВт; Партизанская ГРЭС – 199,7 МВт; Приморская ГРЭС – 1467 МВт; Восточная ТЭЦ – 139,5 МВт; Мини-ТЭЦ «Северная» – 3,6 МВт; Мини-ТЭЦ «Центральная» – 33 МВт; Мини-ТЭЦ «Океанариум» – 13,2 МВт; Мини-ТЭС «Тернейлес» – 6 МВт.

В расчётной модели представленной работы источниками питания являются: Владивостокская ТЭЦ-2, Восточная ТЭЦ, Артёмовская ТЭЦ.

Владивостокская ТЭЦ-2 – является структурным подразделением филиала АО «ДГК» «Приморская генерация», введена в эксплуатацию в 1970 г. Установленная мощность электростанции (по состоянию на 2024 год) 537 МВт, тепловая мощность 1051 Гкал/ч.

ЗРУ 110 кВ и ОРУ 220 кВ выполнены по схеме «Две рабочие и обходная система шин» (типовая схема № 110-13Н, № 220-13Н).

Восточная ТЭЦ - это тепловая газотурбинная электростанция с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Введена в эксплуатацию в 2018 году. Установленная тепловая мощность - 420 Гкал/ч в горячей воде и 12 Гкал/ч в паре. Установленная электрическая мощность составляет 139,5 МВт.

Схема присоединения генераторов к КРУЭ 110 кВ Восточной ТЭЦ блочная. КРУЭ 110 кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин» (типовая схема № 110-13). Принципиальная схема Восточной ТЭЦ представлена на рисунке 2.

Артёмовская ТЭЦ - это тепловая паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии. Установленная тепловая мощность - 300 Гкал/ч. Установленная электрическая мощность составляет 400 МВт.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие и обходная системы шин» (типовая схема № 220-13Н), ОРУ 110 кВ «Две рабочие системы шин» (№ 110-13), ОРУ 35 кВ «Две рабочие системы шин» (№ 35-13).

В таблице 2 дана характеристика схем РУ, количества и мощности трансформаторов на подстанциях проектируемого района.

Таблица 2 – Характеристика подстанций

Название подстанции	Схема распределительного устройства	Количество и мощность трансформаторов
Владивосток	№500-6Н Треугольник №220-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин	3x167 МВА
Аэропорт	№220-7 Четырехугольник	2x25 МВА
Волна	№220-7 Четырехугольник №110-12 Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин	2x125 МВА
Зелёный угол	№220-9 и №110-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин	2x63 МВА
Патрокл	№220-5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	2x63 МВА
Русская	№220-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	2x63 МВА
Суходол	№220-7 Четырехугольник	2x40 МВА
1 Р	№110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	2x16 МВА
2 Р	№110-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин	2x40 МВА
1 Р/т	Не типовая	2x40 МВА
А	№110-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин	1x40 МВА 1x40,5 МВА
Амурская	№110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	2x25 МВА
ВТЭЦ-1	№110-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин	2x40 МВА
Голубинка	№110-4Н Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	2x40 МВА
Залив	№110-9 Одна рабочая секционированная выключателем система шин	2x40 МВА
Мингородок	№110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	2x25 МВА
Орлиная	№110-5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	2x40 МВА
Стройиндустрия	№110-5АН Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	1x25 МВА 1x16 МВА

В таблице 3 дана характеристика ЛЭП, соединяющих подстанции на выбранном участке сети. Длительно допустимый ток указан с учётом допустимой токовой нагрузки оборудования.

Расчеты электроэнергетических режимов для энергосистемы Приморского края должны выполняться для следующих температурных условий [3, 5]:

– зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха 0°C;

– летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 – 25°C.

Таблица 3 – Характеристика линий

Диспетчерское наименование ЛЭП	Марка провода	Длина, км	Допустимый ток, А	
			при 0°C	при 25°C
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отп. на ПС Западная	АСО-300	52,121	880	710
ВЛ 220 кВ Владивосток – Суходол	АС-400/64; АСК-400/93;	19,150; 22,226	1066	860
КВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400; А2хS(FL)2У 1х800;	20,716; 1,04	744	600
КВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Аэропорт;	АС-400; А2хS(FL)2У 1х800;	18,873; 1,04	744	600
ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2;	АСК-300; АС-300; АСО-300;	2,206; 2,815; 41,688	880	710
КВЛ 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Зелёный угол	1000QmmAL/XLPE/CWS (FO)/AL-FOIL/HDPE; АСК-300/66;	2,202; 2,116	776	626
ВЛ 220 кВ Зелёный угол - Суходол;	АС-400/64; АСК-400/93;	45,6123; 21,9692	1033	860
КВЛ 220 кВ Зелёный угол – Русская	3*500 WCLWA; АСК-300; 630QmmAL/XLPE/CWS/HDPE	2,06 0,712 14,448	621	501
КВЛ 220 кВ Зелёный угол – Патрокл	630QmmA1/XLPE/CWS/HDPE; АСК-300	8,133; 0,712;	621	501
КЛ 220 кВ Патрокл – Русская	3*500 WCLWA; 6300mmAL/XLPE/CWS/HDPE	2,06; 6,356	621	501
ВЛ 220 кВ Волна – Зелёный угол;	АСК-300	11,686	880	710

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
КВЛ 110 кВ Волна – ВТЭЦ-1 с отпайкой на ПС 1Р/г	АС-300;	3,21	744	600
	АПвПу2г 1*800;	0,33		
	АСК-240;	6,09		
ВЛ 110 кВ Волна – 2Р;	АСО-300	2,3	843	680
ВЛ 110 кВ Зелёный угол – Мингородок	АСКП-300;	1,33;	756	610
	АС-240;	0,87		
ВЛ 110 кВ Мингородок – 1Р	АС-300;	1,2;	465	375
	АС-120	1,16		
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 1Р	АПвПу2г-НГ 1*800	1,984	744	600
ВЛ 110 кВ Зелёный угол – А №1	АС-240	2,14	756	610
	АСКП-300	1,24		
КВЛ 110 кВ Зелёный угол – А №2	ПвПу2г 1*630	3,125	670	540
	АС-240	0,1		
КВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ - Зелёный угол;	АПвПу2г-НГ 1*800	0,757	744	600
	АСО-300	1,7		
	АСКП-300	1,277		
ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №1	АСО-300	2,93	843	680
ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №2	АСО-300	2,93	843	680
КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Орлиная – с отпайкой на ПС Голубинка	АСК-300;	1,460	670	540
	АПвПу2г 1x800;	2,444		
	АС-240;	2,144;		
	АС-330;	2,19		
	АСО-240;	1,115;		
	АПвПу2г 1× 630	0,05		
КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Залив с отпайкой на ПС Голубинка	АПвПу2г 1x800;	2,45	744	600
	АСК-300;	1,46		
	АС-300;	4,67;		
	АС-330;	0,513;		
	АС-240	1,745		
КВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная	АПвПу2г 1× 630;	0,050	670	540
	АСО-240;	1,24;		
	АС-240;	0,235;		
	АСК-240	0,12		
ВЛ 110 кВ Амурская – Залив	АСК-240	1,0	756	610

1	2	3	4	5
КВЛ 110 кВ 2Р – Амурская с отпайкой на ПС 1Р/г	АС-240 АПвПу2г 1*800	5,51 0,330	744	600
ВЛ 110 кВ Стройиндустрия – 2Р	АСО-300 АС-240	3,0 0,57	756	610
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Стройиндустрия;	АПвПнг 1*800	0,685	744	600
КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р	АПвПу2г-НГ 1*800	4,741	744	600

### 1.3 Характеристика потребителей

Основные крупные потребители Приморского края и их максимальная потребляемая мощность в 2023 году соответственно:

ОАО «РЖД» 300 МВт;

АО «Спасскцемент» 59 МВт;

ТС ВСТО ООО «Транснефтьэнерго» (НПС-38, НПС40, НПС-41) 35,4 МВт;

КГУП «Приморский Водоканал» 22,2 МВт;

ПАО «ДЭК» (ООО «ССК «Звезда») 21,5 МВт;

АО «Восточный Порт» 20,5 МВт;

АО «ГМК «Дальполиметалл» 16,8 МВт;

АО «ДГК» филиал «Приморские тепловые сети» 16,6 МВт;

АО АКК «Прогресс» 10,2 МВт.

В г. Владивосток планируется строительство многофункциональной комплексной застройки, являющейся потребителем второй категории надёжности с максимальной мощностью 6986,2 кВт, что обуславливает необходимость проектирования и строительства новой подстанции Нейбута.

### 1.4 Расчёт и анализ существующего режима

#### 1.4.1 Выбор эквивалента электрической сети

Карта-схема рассматриваемой сети показана на рисунке 1.

Моделируемый участок сети содержит следующие подстанции:

ПС 500 кВ: Владивосток

ПС 220 кВ: Зелёный угол, Волна, Патрокл, Русская, Суходол, Аэропорт

ПС 110 кВ: 2 Р, 1 Р, 1 Р/т, Стройиндустрия, Мингородок, А, Голубинка, Амурская, Орлиная, Залив, ВТЭЦ-1

И источники питания: 220 кВ Артёмовская ТЭЦ, 220 кВ Владивостокская ТЭЦ-2, 110 кВ Восточная ТЭЦ.

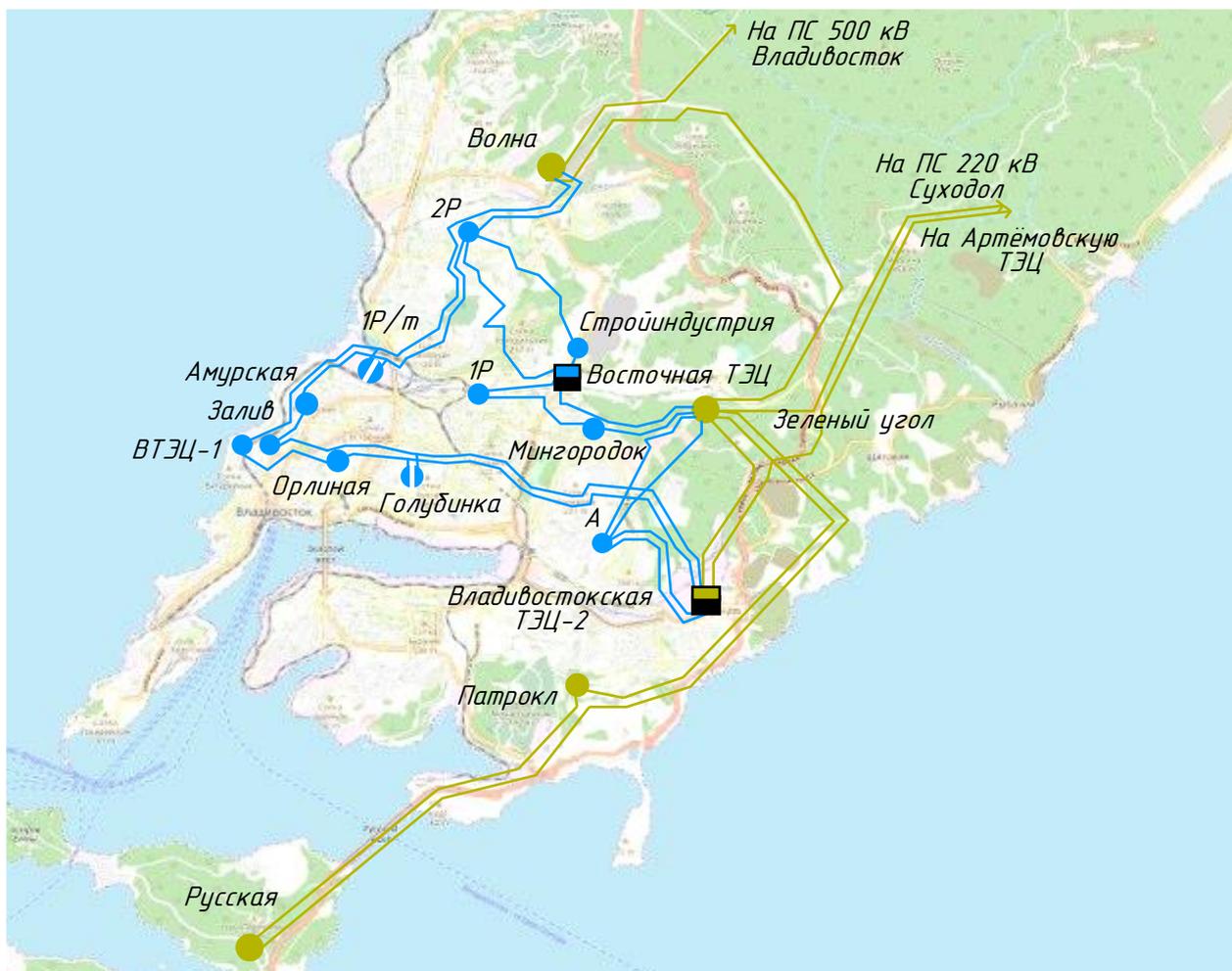
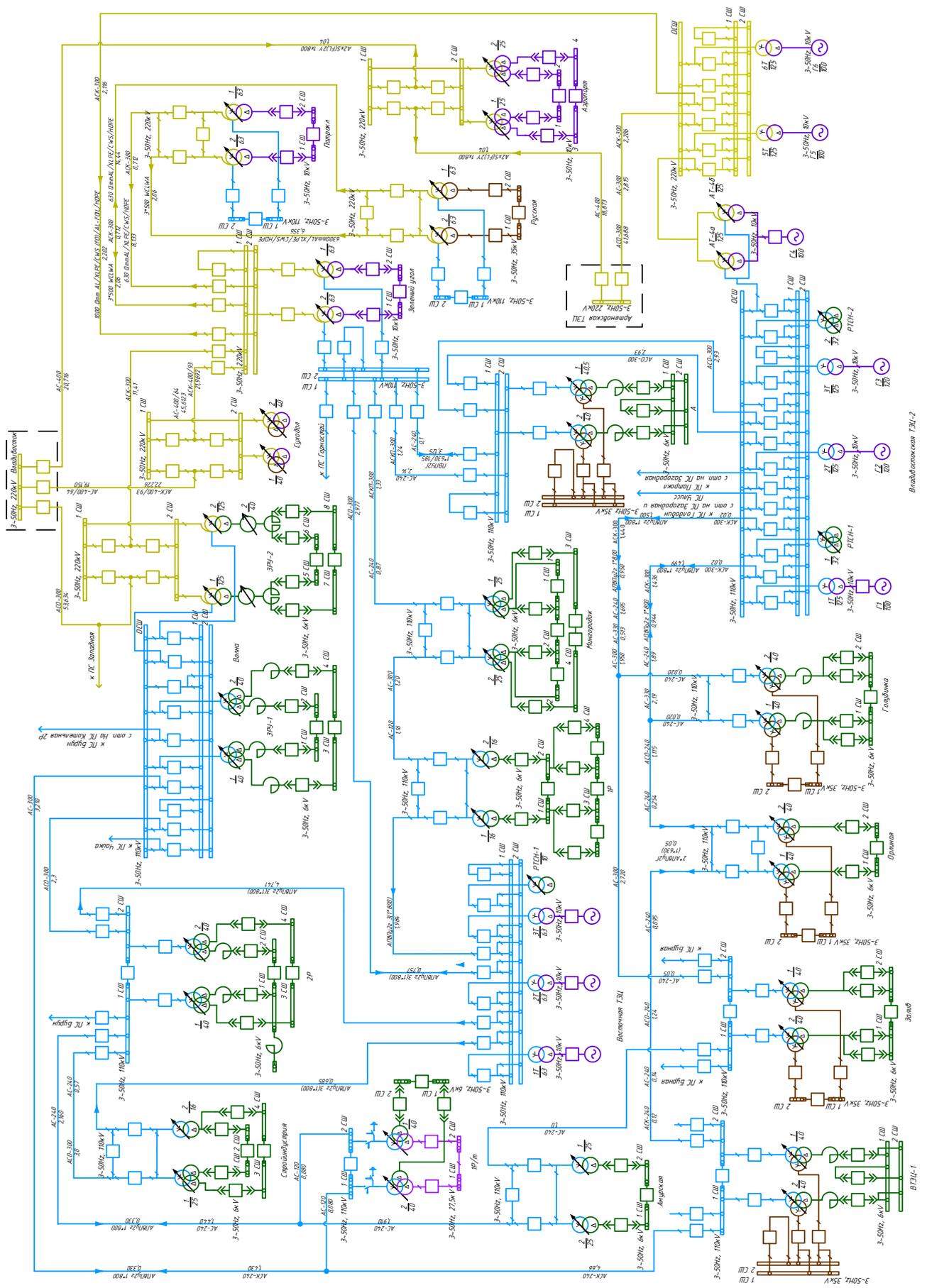


Рисунок 1 – Карта-схема участка рассматриваемой сети

Схема эквивалента электрической сети показана на рисунке 2.



Вариант исполнения ТЭЦ-2

Рисунок 2 – Электрическая схема эквивалентруемого участка

#### 1.4.2 Параметры для расчёта режимов

При проектировании электрических сетей необходимо произвести анализ её устойчивости в различных режимах, таких как: нормальный, ремонтный, послеаварийный. В результате должны быть получены характеристики, изучение которых позволит вовремя обнаружить недостатки и предотвратить возможные аварии, что обеспечит надежное электроснабжение без перебоев.

Для моделирования и последующего анализа состояния линий, трансформаторов и других элементов используется программный комплекс RastrWin3.

Сперва необходимо внести данные узлов (таблица 4). Обязательно необходимо указать: номер и номинальное напряжение ( $U_{ном}$ ); для нагрузочных узлов - активную и реактивную мощность потребления ( $P_n$ ,  $Q_n$ ); для генераторных - пределы изменения реактивной мощности ( $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$ ) и заданный модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов должен иметь тип «база» (балансирующий).

Таблица 4 – Параметры узлов

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$	$P_n$	$Q_n$	$P_g$	$Q_g$	$V_{зд}$	$Q_{min}$	$Q_{max}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	3	1Р	110,0	18,5	7,3					
Нагр	10	1Р/т	110,0							
Нагр	16	1Р/т	110,0	0,7	0,6					
Нагр	53	2Р	110,0	45,2	16,7					
Нагр	17	А	110,0	42,2	16,4					
Нагр	18	Амурская	110,0	11,2	4,5					
Нагр	37	АТЭЦ	220,0	103,0	142,4					
Нагр	36	Аэропорт	220,0	14,3	1,5					
База	34	Владивосток	220,0			326,1	109,4	229,1		
Нагр	30	Волна 0	220,0							
Нагр	31	Волна 0	220,0							
Нагр	6	Волна 110	110,0	120,4	47,9					
Нагр	27	Волна 220	220,0							
Нагр	28	Волна 6	6,0	13,5	2,6					
Нагр	29	Волна 6	6,0	16,3	3,5					
Нагр	1	ВостГЭЦ 110	110,0	0,1	0,1					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ген	41	ВостТЭЦ Г1	10,5	4,0	1,9	44,9	23,7	10,6	-15,9	29,7
Нагр	2	ВостТЭЦ Г2	10,5	3,5	1,8					
Ген	42	ВостТЭЦ Г3	10,5	2,8	1,4	46,7	22,7	10,5	-15,9	29,4
Нагр	20	ВТЭЦ-1	110,0	17,9	7,2					
Нагр	50	ВТЭЦ-2 0	220,0							
Нагр	44	ВТЭЦ-2 110	110,0	85,9	27,0					
Нагр	47	ВТЭЦ-2 220	220,0							
Ген	5	ВТЭЦ-2 Г1	10,5	10,7	6,5	120,0	53,6	10,4	-44,5	87,7
Нагр	45	ВТЭЦ-2 Г2								
Ген	46	ВТЭЦ-2 Г3	10,5	7,0	5,4	70,0	49,6	10,8	7,0	79,8
Ген	51	ВТЭЦ-2 Г4	10,5	17,0		102,0	23,4	10,7	5,0	75,0
Ген	49	ВТЭЦ-2 Г5	10,5	12,7		50,0	14,7	10,0	5,0	92,0
Ген	4	ВТЭЦ-2 Г6	10,5			62,0	36,5	10,2	5,0	92,0
Нагр	25	Голубинка	110,0	11,7	4,7					
Нагр	26	Голубинка	110,0	24,8	9,9					
Нагр	19	Залив+Бурная	110,0	42,4	17,0					
Нагр	39	Зеленый угол 0	220,0							
Нагр	40	Зеленый угол 0	220,0							
Нагр	14	Зелёный угол 10	10,0	0,4	0,2					
Нагр	15	Зелёный угол 10	10,0	4,6						
Нагр	13	Зелёный угол 110	110,0	4,6	14,9					
Нагр	11	Зелёный угол 220	220,0							
Нагр	7	Мингородок	110,0	21,4	8,6					
Нагр	21	Орлиная	110,0	32,8	15,6					
Нагр	8	Отп 1Р/т	110,0							
Нагр	9	Отп 1Р/т	110,0							
Нагр	23	Отп Голубинка	110,0							
Нагр	24	Отп Голубинка	110,0							
Нагр	35	отп Западная	220,0	55,7	30,7					
Нагр	33	Патрокл	220,0	35,8	-4,3					
Нагр	32	Русская	220,0	15,6	2,4					
Нагр	22	Стройиндустрия	110,0	14,2	5,7					
Нагр	12	Суходол	220,0	3,9	1,6					

Исходные данные, относящиеся к ветвям, представлены в таблице 5 и включают в себя:

Nкон, Nнач – номера конца и начала ветви;

R, X – сопротивления;

$G, B$  – проводимости, мкСм;

$K_T$  - коэффициент трансформации.

Активное и индуктивное сопротивления линий определяются по формулам (1) и (2) соответственно:

$$R_L = r_0 \cdot l_L, \quad (1)$$

где  $r_0$  – погонное активное сопротивление, Ом/км, при температуре  $+20^\circ\text{C}$ ;

$l_L$  – длина линии, км

$$X_L = x_0 \cdot l_L, \quad (2)$$

где  $x_0$  – погонное индуктивное сопротивление, Ом/км.

Активную и ёмкостную проводимости линии можно определить по формулам (3) и (4) соответственно:

$$G_L = g_0 \cdot l_L, \quad (3)$$

где  $g_0$  – погонная активная проводимость, мкСм/км,

$$B_L = b_0 \cdot l_L, \quad (4)$$

где  $b_0$  – погонная ёмкостная проводимость, мкСм/км,

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (5)$$

где  $\Delta P_K$  – потери активной мощности в режиме КЗ, Вт;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение обмотки трансформатора, В;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, ВА.

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (6)$$

где  $U_{\text{к\%}}$  – напряжение КЗ, %.

Проводимости трансформатора можно найти по формулам (7) и (8):

$$G_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{xx}}}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (7)$$

где  $\Delta P_{\text{xx}}$  – потери активной мощности холостого хода, Вт;

$$B_{\text{T}} = \frac{\Delta Q_{\text{xx}}}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (8)$$

где  $\Delta Q_{\text{xx}}$  – потери реактивной мощности холостого хода, Вар.

Коэффициенты трансформации высшей, средней и низшей обмоток находятся по формулам (9), (10) и (11):

$$K_{\text{ТВ}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ВН}}} = 1, \quad (9)$$

$$K_{\text{ТС}} = \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (10)$$

$$K_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (11)$$

где  $U_{\text{ВН}}$ ,  $U_{\text{СН}}$ ,  $U_{\text{НН}}$  – напряжения высшей, средней и низшей обмоток трансформатора соответственно.

Таблица 5 – Параметры ветвей

Тип	Ннач	Нкон	Название ветви	R	X	B	G	Кт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выкл	10	16	1Р/т - 1Р/т					
Выкл	26	25	Голубинка - Голубинка					
ЛЭП	11	32	Зелёный угол 220 - Русская	0,93	2,57	-704,19	0,58	
ЛЭП	11	33	Зелёный угол 220 - Патрокл	0,49	1,38	-340,49	0,29	
ЛЭП	32	33	Русская - Патрокл	0,43	1,38	-365,40	0,29	
ЛЭП	1	22	ВостТЭЦ 110 - Стройиндустрия	0,03	0,08	-48,61		
ЛЭП	3	7	1Р - Мингородок	0,41	0,97	-6,50		
ЛЭП	7	13	Мингородок - Зелёный угол 110	0,24	0,88	-6,20		
ЛЭП	13	17	Зелёный угол 110 - А	0,10	0,39	-206,34		
ЛЭП	1	13	ВостТЭЦ 110 - Зелёный угол 110	0,33	1,25	-62,20		
ЛЭП	17	44	А - ВТЭЦ-2 110	0,28	1,26	-7,75		
ЛЭП	17	44	А - ВТЭЦ-2 110	0,28	1,26	-7,75		
ЛЭП	11	47	Зелёный угол 220 - ВТЭЦ-2 220	0,34	1,18	-125,70		
ЛЭП	22	53	Стройиндустрия - 2Р	0,37	1,43	-10,00		
ЛЭП	53	1	2Р - ВостТЭЦ 110	0,17	0,52	-336,44		
ЛЭП	13	17	Зелёный угол 110 - А	0,40	1,42	-8,80		
ЛЭП	53	6	2Р - Волна 110	0,23	0,92	-6,50		
ЛЭП	6	8	Волна 110 - Отп 1Р/т	0,50	1,90	-36,50		
ЛЭП	53	9	2Р - Отп 1Р/т	0,45	1,49	-33,53		
ЛЭП	8	10	Отп 1Р/т - 1Р/т	0,02	0,03	-0,21		
ЛЭП	9	16	Отп 1Р/т - 1Р/т	0,02	0,03	-0,21		
ЛЭП	9	18	Отп 1Р/т - Амурская	0,23	0,77	-5,37		
ЛЭП	18	19	Амурская - Залив+Бурная	0,12	0,41	-2,81		
ЛЭП	8	20	Отп 1Р/т - ВТЭЦ-1	0,56	1,89	-13,09		
ЛЭП	20	21	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,20	0,65	-7,78		
ЛЭП	21	23	Орлиная - Отп Голубинка	0,17	0,56	-7,14		
ЛЭП	19	24	Залив+Бурная - Отп Голубинка	0,28	1,11	-7,80		
ЛЭП	23	25	Отп Голубинка - Голубинка	0,00	0,01	-0,06		
ЛЭП	24	26	Отп Голубинка - Голубинка	0,00	0,01	-0,06		
ЛЭП	24	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	0,64	2,55	-189,60		
ЛЭП	23	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	0,65	2,52	-190,00		
ЛЭП	11	27	Зелёный угол 220 - Волна 220	1,10	4,89	-30,18		
ЛЭП	1	3	ВостТЭЦ 110 - 1Р	0,07	0,22	-140,79		
ЛЭП	11	12	Зелёный угол 220 - Суходол	4,94	27,77	-183,70		
ЛЭП	12	34	Суходол - Владивосток	3,00	17,11	-112,40		
ЛЭП	34	35	Владивосток - отп Западная	2,27	10,14	-58,80		
ЛЭП	35	27	отп Западная - Волна 220	3,36	15,00	-87,00		
ЛЭП	34	36	Владивосток - Аэропорт	1,60	8,60	-105,50		
ЛЭП	36	37	Аэропорт - АТЭЦ	1,45	7,90	-100,80		

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	37	47	АТЭЦ - ВТЭЦ-2 220	4,93	21,58	-133,00		
Тр-р	11	39	Зелёный угол 220 - Зеленый угол 0	1,23	101,77	0,83	0,55	1,00
Тр-р	39	13	Зеленый угол 0 - Зелёный угол 110	1,28	-9,07			0,53
Тр-р	39	14	Зеленый угол 0 - Зелёный угол 10	6,19	197,16			0,05
Тр-р	11	40	Зелёный угол 220 - Зеленый угол 0	1,31	102,44	0,87	0,58	1,00
Тр-р	40	13	Зеленый угол 0 - Зелёный угол 110	1,19	-10,08			0,53
Тр-р	40	15	Зеленый угол 0 - Зелёный угол 10	6,30	199,05			0,05
Тр-р	1	41	ВостГЭЦ 110 - ВостГЭЦ Г1	0,91	24,94	3,14	1,99	0,09
Тр-р	1	42	ВостГЭЦ 110 - ВостГЭЦ Г3	0,91	24,94	3,14	1,99	0,09
Тр-р	44	45	ВТЭЦ-2 110 - ВТЭЦ-2 Г2	0,41	12,84	27,33	5,19	0,09
Тр-р	44	46	ВТЭЦ-2 110 - ВТЭЦ-2 Г3	0,24	11,48	9,18	5,77	0,09
Тр-р	47	49	ВТЭЦ-2 220 - ВТЭЦ-2 Г5	2,32	52,00	17,08	1,96	0,04
Тр-р	47	50	ВТЭЦ-2 220 - ВТЭЦ-2 0	0,32	23,32	23,63	3,29	1,00
Тр-р	50	44	ВТЭЦ-2 0 - ВТЭЦ-2 110	0,19	-2,06			0,53
Тр-р	50	51	ВТЭЦ-2 0 - ВТЭЦ-2 Г4	1,37	42,80			0,05
Тр-р	1	2	ВостГЭЦ 110 - ВостГЭЦ Г2	0,91	24,94	3,14	1,99	0,09
Тр-р	47	4	ВТЭЦ-2 220 - ВТЭЦ-2 Г6	2,32	51,07	12,59	2,36	0,04
Тр-р	44	5	ВТЭЦ-2 110 - ВТЭЦ-2 Г1	0,28	10,06	54,43	4,78	0,08
Тр-р	27	31	Волна 220 - Волна 0	0,70	55,02	3,59	1,10	1,00
Тр-р	31	6	Волна 0 - Волна 110	0,42	-7,62			0,56
Тр-р	31	29	Волна 0 - Волна 6	3,26	125,69			0,03
Тр-р	27	30	Волна 220 - Волна 0	0,72	54,38	3,50	1,11	1,00
Тр-р	30	6	Волна 0 - Волна 110	0,41	-7,41			0,56
Тр-р	30	28	Волна 0 - Волна 6	3,32	125,48			0,03

### 1.4.3 Расчёт и анализ полученного режима

Токовая нагрузка линий представлена в таблице 6, она не превышает длительно допустимых значений тока.

Таблица 6 – Токовая нагрузка ЛЭП в исходном режиме

Ннач	Нкон	Название ветви	Длительно допустимый ток, А	Грасч/Доп, %
1	2	3	4	5
3	7	1Р - Мингородок	465,0	23,3
53	6	2Р - Волна 110	843,2	35,3
53	1	2Р - ВостГЭЦ 110	744,0	56,0
53	9	2Р - Отп 1Р/т	744,0	12,4
17	44	А - ВТЭЦ-2 110	843,2	31,2
17	44	А - ВТЭЦ-2 110	843,2	31,2

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
18	19	Амурская - Залив+Бурная	756,4	6,2
37	47	АТЭЦ - ВТЭЦ-2 220	880,4	18,7
36	37	Аэропорт - АТЭЦ	744,0	49,8
34	36	Владивосток - Аэропорт	744,0	53,3
34	35	Владивосток - отп Западная	880,4	39,9
6	8	Волна 110 - Отп 1Р/т	744,0	9,1
1	3	ВостТЭЦ 110 - 1Р	744,0	11,0
1	13	ВостТЭЦ 110 - Зелёный угол 110	744,0	31,2
1	22	ВостТЭЦ 110 - Стройиндустрия	744,0	28,9
20	21	ВТЭЦ-1 - Орлиная	669,6	17,8
19	24	Залив+Бурная - Отп Голубинка	744,0	27,8
13	17	Зелёный угол 110 - А	669,6	37,0
13	17	Зелёный угол 110 - А	756,4	8,9
11	27	Зелёный угол 220 - Волна 220	880,4	27,0
11	47	Зелёный угол 220 - ВТЭЦ-2 220	776,2	13,3
11	33	Зелёный угол 220 - Патрокл	621,2	20,8
11	32	Зелёный угол 220 - Русская	621,2	16,7
11	12	Зелёный угол 220 - Суходол	1066,4	13,2
7	13	Мингородок - Зелёный угол 110	756,4	26,6
21	23	Орлиная - Отп Голубинка	669,6	41,6
8	10	Отп 1Р/т - 1Р/т	483,6	0,0
9	16	Отп 1Р/т - 1Р/т	483,6	0,0
9	18	Отп 1Р/т - Амурская	744,0	11,9
8	20	Отп 1Р/т - ВТЭЦ-1	744,0	9,2
24	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	744,0	44,9
23	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	669,6	50,5
23	25	Отп Голубинка - Голубинка	744,0	0,0
24	26	Отп Голубинка - Голубинка	744,0	0,0
35	27	отп Западная - Волна 220	880,4	22,7
32	33	Русская - Патрокл	621,2	6,5
22	53	Стройиндустрия - 2Р	756,4	18,9
12	34	Суходол - Владивосток	1066,4	14,0

Расчётные напряжения в узлах показаны в таблице 7. Как видно, расчётные напряжения на шинах не превышают предельно допустимых значений отклонения 10%.

Также в 5 столбце таблицы 7 указаны значения напряжений в час контрольного замера  $U_{кдз}$ , в 6 столбце показано на сколько расчётное значение напряжения  $U_{расч}$  отличается от показаний приборов в день контрольных замеров  $U_{кдз}$ .

Таблица 7 – Расчетные напряжения в узлах исходного режима

Название узла	Uном, кВ	Uрасч, кВ	dUрасч, %	Uкдз, кВ	$\Delta U_{кдз}$ , %
1	2	3	4	5	6
1Р	110	119,7	8,8	119,9	0,16
1Р/т	110	119,4	8,6	119,6	0,16
1Р/т	110	119,3	8,5	119,5	0,16
2Р	110	119,6	8,7	120,0	0,33
А	110	119,8	8,9	120,0	0,16
Амурская	110	119,2	8,4	121,2	1,65
АТЭЦ	220	221,6	0,7	221,0	0,33
Аэропорт	220	225,1	2,3	225,0	0,04
Владивосток	220	229,1	4,1	229,1	0,00
Волна 0	220	213,1	-3,1	-	-
Волна 0	220	213,1	-3,1	-	-
Волна 110	110	119,6	8,7	120,3	0,58
Волна 220	220	224,8	2,2	225,0	0,09
Волна 6	6	5,9	-1,4	6,2	4,84
Волна 6	6	5,9	-1,7	6,2	4,84
ВостГЭЦ 110	110	119,7	8,8	119,9	0,17
ВостГЭЦ Г1	10.5	10,6	0,5	10,6	0,00
ВостГЭЦ Г2	10.5	10,1	-3,4	10,1	0,00
ВостГЭЦ Г3	10.5	10,5	0,4	10,5	0,00
ВТЭЦ-1	110	119,3	8,4	120,0	0,58
ВТЭЦ-2 0	220	228,3	3,8	-	-
ВТЭЦ-2 110	110	120,1	9,1	120,3	0,17
ВТЭЦ-2 220	220	226,9	3,1	227,5	0,26
ВТЭЦ-2 Г1	10.5	10,4	-1,0	10,4	0,00
ВТЭЦ-2 Г2	10.5	0,0	0,0	0,0	0,00
ВТЭЦ-2 Г3	10.5	10,8	2,9	10,8	0,00
ВТЭЦ-2 Г4	10.5	10,7	1,9	10,7	0,00
ВТЭЦ-2 Г5	10.5	10,0	-4,8	10,0	0,00
ВТЭЦ-2 Г6	10.5	10,2	-2,9	10,2	0,00
Голубинка	110	119,4	8,5	121,0	1,32
Голубинка	110	119,4	8,5	121,0	1,32
Залив+Бурная	110	119,2	8,4	120,0	0,67
Зеленый угол 0	220	227,8	3,6	-	-

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
Зеленый угол 0	220	227,8	3,5	-	-
Зелёный угол 10	10	10,5	4,7	10,2	2,94
Зелёный угол 10	10	10,5	4,7	10,1	3,96
Зелёный угол 110	110	119,7	8,9	120,1	0,33
Зелёный угол 220	220	226,9	3,1	227,6	0,31
Мингородок	110	119,7	8,8	120,0	0,25
Орлиная	110	119,3	8,4	121,0	1,40
Отп 1Р/т	110	119,4	8,6	-	-
Отп 1Р/т	110	119,3	8,5	-	-
Отп Голубинка	110	119,4	8,5	-	-
Отп Голубинка	110	119,4	8,5	-	-
отп Западная	220	226,3	2,8	-	-
Патрокл	220	227,0	3,2	227,9	0,39
Русская	220	227,0	3,2	228,2	0,53
Стройиндустрия	110	119,7	8,8	121,0	1,07
Суходол	220	228,4	3,8	228,0	0,18

Распределение потоков мощности исходного режима показано в приложении А.

Проведём расчёт послеаварийного режима. Отключим одну из более нагруженных линий 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р.

Токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме представлена в таблице 8, она не превышает длительно допустимых значений тока.

Таблица 8 – Токовая нагрузка ЛЭП в исходном послеаварийном режиме

Ннач	Нкон	Название ветви	Длительно допустимый ток, А	Ирасч/Идоп, %
1	2	3	4	5
3	7	1Р - Мингородок	465,0	15,7
53	6	2Р - Волна 110	843,2	29,9
53	1	2Р - ВостТЭЦ 110	744,0	0,0
53	9	2Р - Отп 1Р/т	744,0	9,0
17	44	А - ВТЭЦ-2 110	843,2	26,1
17	44	А - ВТЭЦ-2 110	843,2	26,1
18	19	Амурская - Залив+Бурная	756,4	8,2
37	47	АТЭЦ - ВТЭЦ-2 220	880,4	18,5
36	37	Аэропорт - АТЭЦ	744,0	49,9
34	36	Владивосток - Аэропорт	744,0	53,3

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5
34	35	Владивосток - отп Западная	880,4	40,2
6	8	Волна 110 - Отп 1Р/т	744,0	11,5
1	3	ВостГЭЦ 110 - 1Р	744,0	11,1
1	13	ВостГЭЦ 110 - Зелёный угол 110	744,0	22,6
1	22	ВостГЭЦ 110 - Стройиндустрия	744,0	70,8
20	21	ВТЭЦ-1 - Орлиная	669,6	22,6
19	24	Залив+Бурная - Отп Голубинка	744,0	34,3
13	17	Зелёный угол 110 - А	669,6	26,6
13	17	Зелёный угол 110 - А	756,4	6,4
11	27	Зелёный угол 220 - Волна 220	880,4	27,5
11	47	Зелёный угол 220 - ВТЭЦ-2 220	776,2	14,0
11	33	Зелёный угол 220 - Патрокл	621,2	20,8
11	32	Зелёный угол 220 - Русская	621,2	16,7
11	12	Зелёный угол 220 - Суходол	1066,4	13,1
7	13	Мингородок - Зелёный угол 110	756,4	21,5
21	23	Орлиная - Отп Голубинка	669,6	46,7
8	10	Отп 1Р/т - 1Р/т	483,6	0,0
9	16	Отп 1Р/т - 1Р/т	483,6	0,0
9	18	Отп 1Р/т - Амурская	744,0	8,6
8	20	Отп 1Р/т - ВТЭЦ-1	744,0	11,6
24	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	744,0	51,4
23	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	669,6	55,6
23	25	Отп Голубинка - Голубинка	744,0	0,0
24	26	Отп Голубинка - Голубинка	744,0	0,0
35	27	отп Западная - Волна 220	880,4	22,9
32	33	Русская - Патрокл	621,2	6,5
22	53	Стройиндустрия - 2Р	756,4	60,3
12	34	Суходол - Владивосток	1066,4	13,9

Расчётные напряжения в узлах показаны в таблице 9. Напряжения не превышают предельно допустимых значений отклонения 10%.

Таблица 9 – Расчетные напряжения в узлах исходного режима

Название узла	Uном, кВ	Uрасч, кВ	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
1Р	110	119,7	8,8
1Р/т	110	119,2	8,4
1Р/т	110	119,1	8,3
2Р	110	119,3	8,4

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
А	110	119,8	8,9
Амурская	110	119,0	8,2
АТЭЦ	220	221,5	0,7
Аэропорт	220	225,1	2,3
Владивосток	220	229,1	4,1
Волна 0	220	212,7	-3,3
Волна 0	220	212,7	-3,3
Волна 110	110	119,4	8,5
Волна 220	220	224,7	2,1
Волна 6	6	5,9	-1,6
Волна 6	6	5,9	-1,9
ВостГЭЦ 110	110	119,7	8,8
ВостГЭЦ Г1	10,5	10,6	0,5
ВостГЭЦ Г2	10,5	10,1	-3,4
ВостГЭЦ Г3	10,5	10,5	0,4
ВТЭЦ-1	110	119,1	8,3
ВТЭЦ-2 0	220	228,2	3,7
ВТЭЦ-2 110	110	120,0	9,1
ВТЭЦ-2 220	220	226,8	3,1
ВТЭЦ-2 Г1	10,5	10,4	-1,0
ВТЭЦ-2 Г2	10,5	0,0	0,0
ВТЭЦ-2 Г3	10,5	10,8	2,9
ВТЭЦ-2 Г4	10,5	10,7	1,9
ВТЭЦ-2 Г5	10,5	10,0	-4,8
ВТЭЦ-2 Г6	10,5	10,2	-2,9
Голубинка	110	119,3	8,4
Голубинка	110	119,2	8,4
Залив+Бурная	110	119,0	8,2
Зеленый угол 0	220	227,7	3,5
Зеленый угол 0	220	227,7	3,5
Зелёный угол 10	10	10,5	4,7
Зелёный угол 10	10	10,5	4,6
Зелёный угол 110	110	119,7	8,8
Зелёный угол 220	220	226,7	3,1
Мингородок	110	119,6	8,8
Орлиная	110	119,1	8,3
Отп 1Р/т	110	119,2	8,4
Отп 1Р/т	110	119,1	8,3
Отп Голубинка	110	119,3	8,4
Отп Голубинка	110	119,2	8,4

1	2	3	4
отп Западная	220	226,2	2,8
Патрокл	220	226,8	3,1
Русская	220	226,9	3,1
Стройиндустрия	110	119,7	8,8
Суходол	220	228,4	3,8

Распределение потоков мощности послеаварийного режима показано в приложении А.

При анализе электрической сети выявлено:

- Оценка текущей загрузки линий 110 кВ в рассматриваемом районе показывает, что в послеаварийном режиме (после отключения линии Восточная ТЭЦ – ПС 2Р) максимальная токовая нагрузка не превышает 71% на наиболее нагруженной линии (Восточная ТЭЦ – ПС Стройиндустрия). В нормальном режиме работы этот показатель равняется не более 56%. Эти проценты указывают на то, что есть некоторый резерв мощности для принятия дополнительной нагрузки от новой подстанции;

- Как в исходном, так и в послеаварийном режимах напряжение на шинах 110 кВ большинства объектов превышает 5%, но находится в пределах допустимых значений отклонения 10 %.

Таким образом, при конфигурации исходной сети, присоединение новой подстанции в рассечку или с помощью отпайки к линиям представляется возможным.

Важным аспектом для предлагаемой новой линии является ее трассировка в крупном городе, рядом с жилыми домами. В таких условиях традиционный метод строительства воздушных линий нецелесообразен и небезопасен. Поэтому потребуется прокладка кабеля под землёй. Такой подход более сложный и дорогостоящий, чем воздушные линии, но необходим для обеспечения общественной безопасности, минимизации визуального воздействия и соответствия правилам городского планирования.

## 2 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК С УЧЕТОМ ПРОГНОЗА

На основании данных контрольных замеров в часы максимума нагрузки, произведём расчёт вероятностных характеристик для энергообъектов анализируемого участка сети.

Среднюю мощность можно найти по формуле [6]:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (12)$$

где  $T$  – период снятия показаний, ч;

$P_i$  – мощность во время снятия замера, МВт;

$t_i$  – продолжительность, в течении которой мощность равнялась  $P_i$ , ч.

Эффективная мощность определяется из следующего выражения [6]:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}, \quad (13)$$

Произведём расчёт на примере ПС 1 Р.

Из выражения (12) находим среднюю мощность:

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{24} (13,5 + 12,9 + 12 \cdot 3 + 12,1 + 12,7 + 14,3 + 15,8 + 17,7 + \\ + 18,2 + 18,7 + 18,6 + 18,5 + 18,2 + 17,9 \cdot 2 + 18 + 18,2 + 18,5 + \\ + 18,4 + 17,5 + 16,8 + 15,2) = 15,4 \text{ МВт}$$

По формуле (13) определяем эффективную мощность:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{13,5^2 + 12,9^2 + 12^2 \cdot 3 + 12,1^2 + 12,7^2 + 14,3^2 + \\ + 15,8^2 + 17,7^2 + 18,2^2 + 18,7^2 + 18,6^2 + 18,5^2 + \\ + 18,2^2 + 17,9^2 \cdot 2 + 18^2 + 18,2^2 + 18,5^2 + 18,4^2 + \\ + 17,5^2 + 16,8^2 + 15,2^2}{24}} = 15,68 \text{ МВт.}$$

Для оставшихся ПС расчёт аналогичный, полученные данные представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Вероятностные характеристики существующих ПС

Название объекта	Период	Р <sub>макс</sub> МВт	Q <sub>макс</sub> МВар	Р <sub>ср</sub> МВт	Q <sub>ср</sub> МВар	Рэф МВт	Qэф МВар
1Р	Зима	18,50	7,30	15,40	6,10	15,68	6,21
	Лето	11,70	4,70	10,20	4,08	10,37	4,15
1Р/т	Зима	1,73	1,40	1,03	0,80	1,10	0,86
	Лето	1,60	1,20	0,90	0,78	1,00	0,83
2Р	Зима	45,20	16,70	37,50	13,48	38,23	13,85
	Лето	29,90	10,98	26,00	10,06	26,54	10,16
А	Зима	42,40	16,40	36,02	13,98	36,57	14,20
	Лето	32,40	12,60	27,66	10,72	28,17	10,93
Амурская	Зима	11,20	4,50	9,09	3,64	9,25	3,70
	Лето	9,00	3,60	7,96	3,19	8,05	3,22
АТЭЦ	Зима	103,00	142,40	95,58	132,15	82,40	113,92
	Лето	88,58	122,46	82,20	113,65	70,86	97,97
Аэропорт	Зима	14,30	1,50	13,27	1,39	11,44	1,20
	Лето	12,30	1,29	11,41	1,20	9,84	1,03
Волна	Зима	120,40	47,90	115,50	43,86	118,13	45,01
	Лето	34,70	30,40	33,33	27,02	34,90	27,92
ВТЭЦ-1	Зима	17,90	7,20	15,50	6,20	15,67	6,27
	Лето	11,50	4,60	9,95	3,98	10,15	4,06
ВТЭЦ-2	Зима	85,90	27,00	76,05	21,48	76,39	21,76
	Лето	48,20	20,70	40,03	18,10	40,45	18,14
Голубинка	Зима	36,50	14,60	31,10	12,44	31,47	12,59
	Лето	18,30	7,30	15,29	6,12	15,60	6,24
Залив	Зима	44,50	17,80	38,18	15,27	38,50	15,40
	Лето	25,20	5,30	21,61	4,43	22,12	4,55
Зелёный угол	Зима	9,60	15,10	7,38	10,73	8,69	11,13
	Лето	-15,02	8,16	-9,65	6,69	11,12	6,99
Мингородок	Зима	21,40	8,60	17,03	6,81	17,40	6,90
	Лето	13,90	5,60	10,59	4,24	10,94	4,37
Орлиная	Зима	33,20	15,80	28,20	13,28	28,61	13,49
	Лето	14,20	6,00	11,73	5,00	11,96	5,10
отп на Западную	Зима	55,70	30,70	51,69	28,49	44,56	24,56
	Лето	47,90	26,40	44,45	24,50	38,32	21,12
Патрокл	Зима	35,80	-4,28	27,15	-3,34	28,54	3,41
	Лето	33,18	15,70	24,03	15,29	25,79	15,63
Русская	Зима	19,30	3,40	14,78	2,54	15,09	2,69
	Лето	12,80	3,70	11,15	3,33	11,42	3,44
Стройиндустрия	Зима	14,60	5,80	13,18	5,27	13,24	5,30
	Лето	10,30	4,10	8,24	3,30	8,45	3,38
Суходол	Зима	3,90	1,60	3,62	1,48	3,12	1,28
	Лето	3,35	1,38	3,11	1,28	2,68	1,10

Прогнозируемая активная мощность:

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{max}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t} \quad (14)$$

где  $\varepsilon$  – среднегодовой темп прироста 3,05% [4];

$t_{\text{прог}} - t = 5$  лет.

Для ПС 1 Р прогнозируемая активная мощность:

$$P_{\text{прог}} = 18,5 \cdot (1 + 0,0305)^5 = 21,5 \text{ МВт.}$$

Дальнейший расчёт произведён в Excel, его результаты представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Вероятностные характеристики существующих ПС с учётом прогноза

Название объекта	Период	Р <sub>макс</sub> МВт	Q <sub>макс</sub> МВар	Р <sub>эф</sub> МВт	Q <sub>эф</sub> МВар	Р <sub>ср</sub> МВт	Q <sub>ср</sub> МВар
1	2	3	4	5	6	7	8
1Р	Зима	21,50	8,48	17,90	7,09	18,23	7,21
	Лето	13,60	5,46	11,85	4,74	12,05	4,82
1Р/т	Зима	2,01	1,63	1,20	0,92	1,28	0,99
	Лето	1,86	1,39	1,05	0,91	1,16	0,96
2Р	Зима	52,53	19,41	43,58	15,66	44,43	16,10
	Лето	34,75	12,76	30,21	11,69	30,84	11,81
А	Зима	49,27	19,06	41,86	16,25	42,50	16,50
	Лето	37,65	14,64	32,14	12,46	32,73	12,70
Амурская	Зима	13,02	5,23	10,56	4,22	10,75	4,30
	Лето	10,46	4,18	9,25	3,70	9,35	3,74
АТЭЦ	Зима	119,70	165,48	111,07	153,57	95,76	132,39
	Лето	102,94	142,31	95,52	132,07	82,35	113,85
Аэропорт	Зима	16,62	1,74	15,42	1,62	13,29	1,39
	Лето	14,29	1,50	13,26	1,39	11,43	1,20
Волна	Зима	139,92	55,66	134,22	50,97	137,28	52,30
	Лето	40,32	35,33	38,73	31,40	40,55	32,44
ВТЭЦ-1	Зима	20,80	8,37	18,01	7,20	18,21	7,29
	Лето	13,36	5,35	11,56	4,63	11,79	4,72
ВТЭЦ-2	Зима	99,82	31,38	88,38	24,96	88,77	25,29
	Лето	56,01	24,06	46,52	21,03	47,01	21,08

1	2	3	4	5	6	7	8
Голубинка	Зима	42,42	16,97	36,14	14,46	36,57	14,63
	Лето	21,27	8,48	17,77	7,11	18,13	7,25
Залив	Зима	51,71	20,69	44,37	17,75	44,74	17,90
	Лето	29,28	6,16	25,11	5,15	25,71	5,29
Зелёный угол	Зима	11,16	17,55	8,58	12,47	10,10	12,93
	Лето	-17,45	9,48	-11,21	7,77	12,92	8,12
Мингородок	Зима	24,87	9,99	19,79	7,91	20,22	8,02
	Лето	16,15	6,51	12,30	4,92	12,71	5,08
Орлиная	Зима	38,58	18,36	32,77	15,43	33,25	15,68
	Лето	16,50	6,97	13,63	5,81	13,90	5,92
отп на Западную	Зима	64,73	35,68	60,07	33,11	51,78	28,54
	Лето	55,66	30,68	51,65	28,47	44,53	24,54
Патрокл	Зима	41,60	-4,97	31,55	-3,88	33,16	3,97
	Лето	38,56	18,24	27,92	17,76	29,97	18,16
Русская	Зима	22,43	3,95	17,18	2,95	17,54	3,12
	Лето	14,87	4,30	12,95	3,87	13,27	4,00
Стройиндустрия	Зима	16,97	6,74	15,32	6,13	15,39	6,15
	Лето	11,97	4,76	9,58	3,83	9,81	3,93
Суходол	Зима	4,53	1,86	4,21	1,72	3,63	1,49
	Лето	3,89	1,60	3,61	1,49	3,11	1,28

Для новой ПС задана максимальная активная нагрузка энергопринимающих устройств  $P_y=6986,2$  кВт, заявляемый характер нагрузки: бытовые и иные нужды, не связанные с предпринимательской деятельностью.

Реактивная нагрузка энергопринимающих устройств:

$$Q_y = P_y \cdot \operatorname{tg}\varphi = 6986,2 \cdot 0,5 = 3493,1 \text{ кВар}, \quad (15)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности, для коммунально-бытовых потребителей можно принять равным  $\operatorname{tg}\varphi = 0,5$ .

Прогнозирование нагрузок необходимо для дальнейшего анализа вариантов подключения проектируемой ПС, расчёта необходимой трансформаторной мощности, выбора сечения провода и оборудования подстанции, расчёта режимов.

### 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 3.1 Разработка и технический анализ вариантов конфигурации электрической сети при подключении ПС Нейбута

Рассмотрим возможные варианты подключения ПС Нейбута.

Вариант 1. Присоединение ПС в расщепку ВЛ 110 кВ Зелёный угол – А №1 показано на рисунке 3.

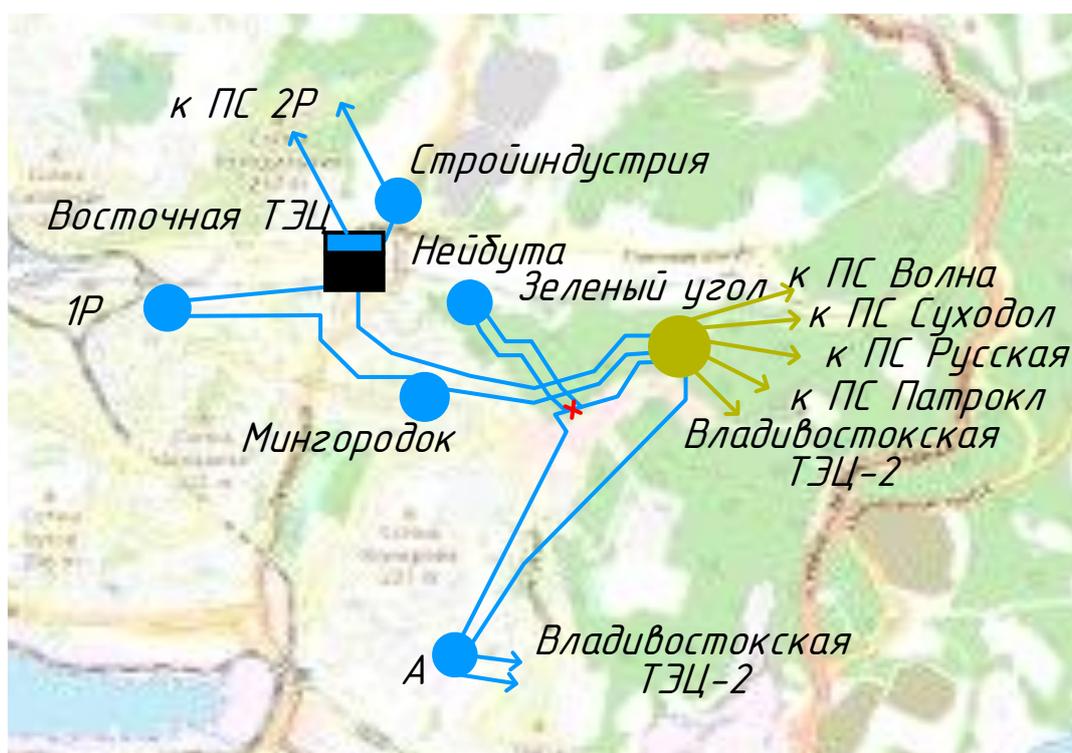


Рисунок 3 – Карта-схема 1 варианта присоединения

При присоединении ПС таким образом схема РУ 110 кВ – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, а схема РУ 10 кВ – одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. Электрическая схема подключения показана на рисунке 4.

Подключение таким способом позволяет избежать расширения другой ПС, то есть снизить затраты на количество дополнительных выключателей.

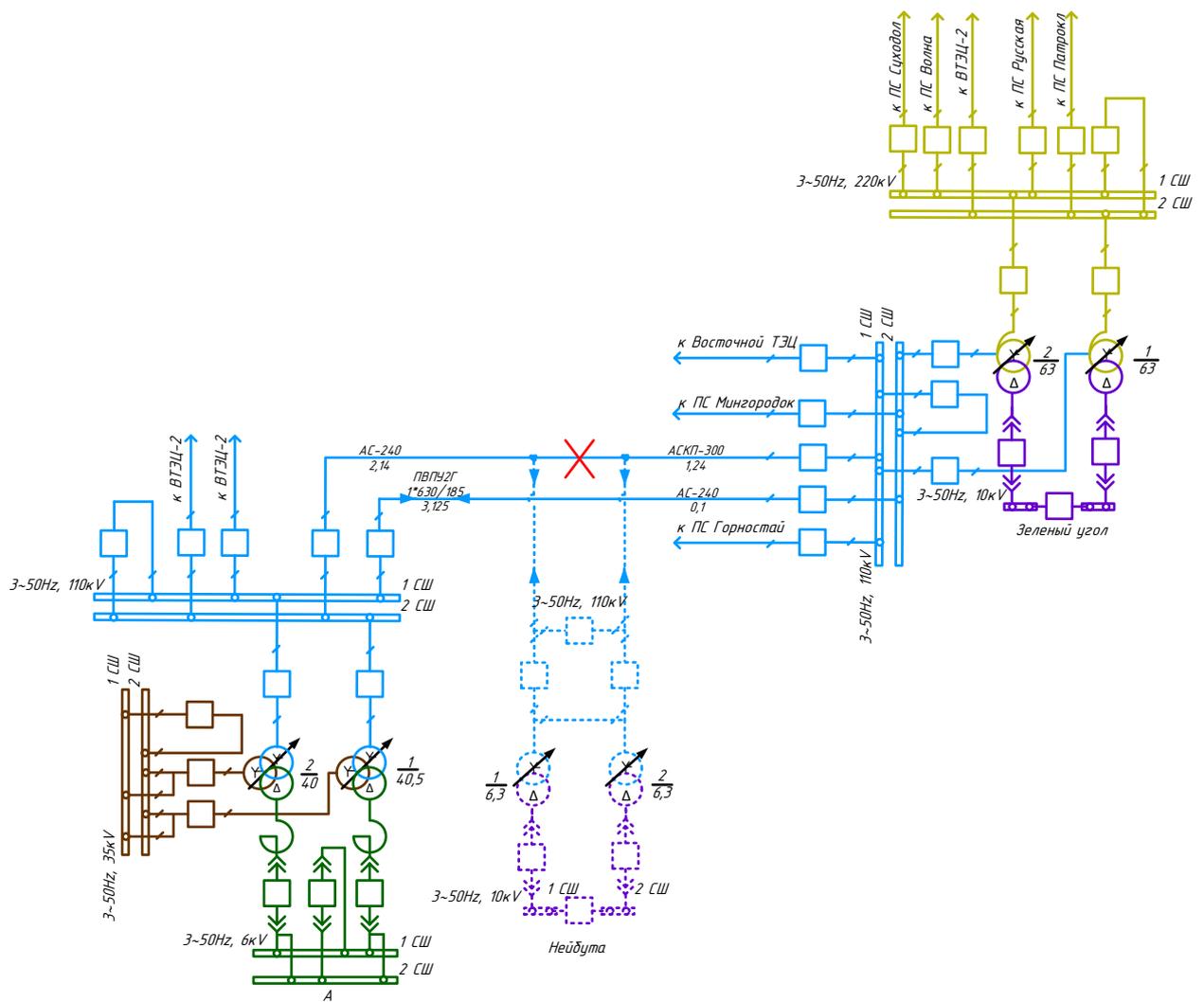


Рисунок 4 – Электрическая схема 1 варианта присоединения

Вариант 2. Подстанция подключается в рассечку КВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Зелёный угол как показано на рисунке 5. При таком подключении РУ 110 кВ – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов, а схема РУ 10 кВ – одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. Но при этом необходимая длина кабеля сокращается в два раза по сравнению с 1 вариантом.

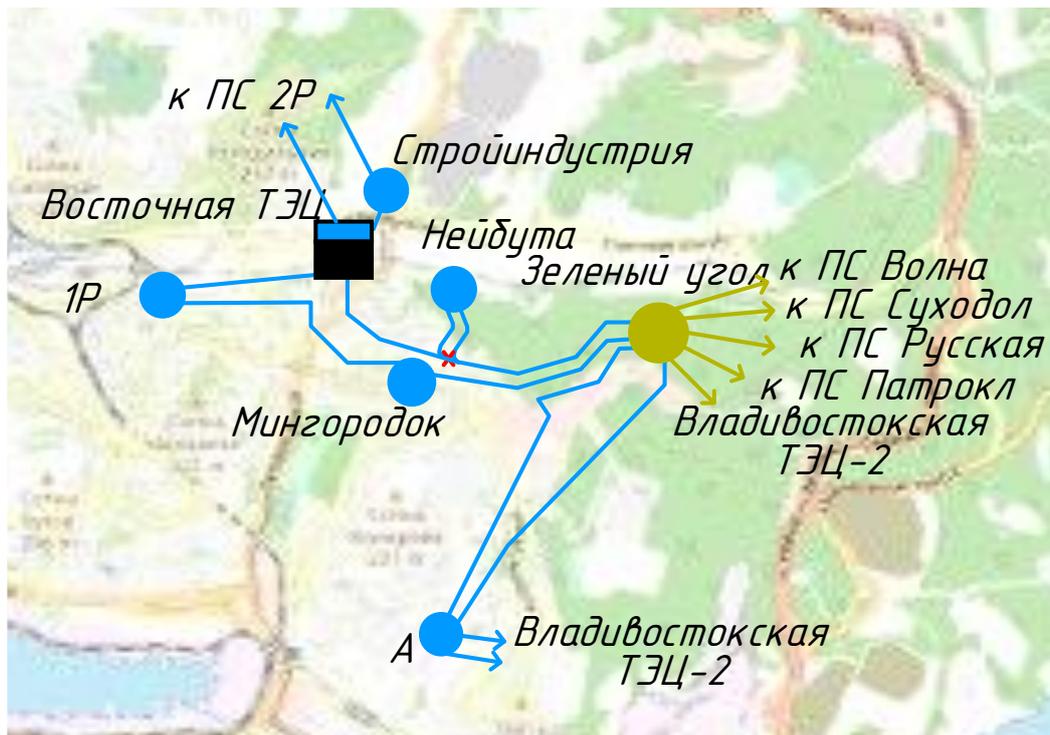


Рисунок 5 – Карта-схема 2 варианта присоединения

Электрическая схема подключения показана на рисунке 6.

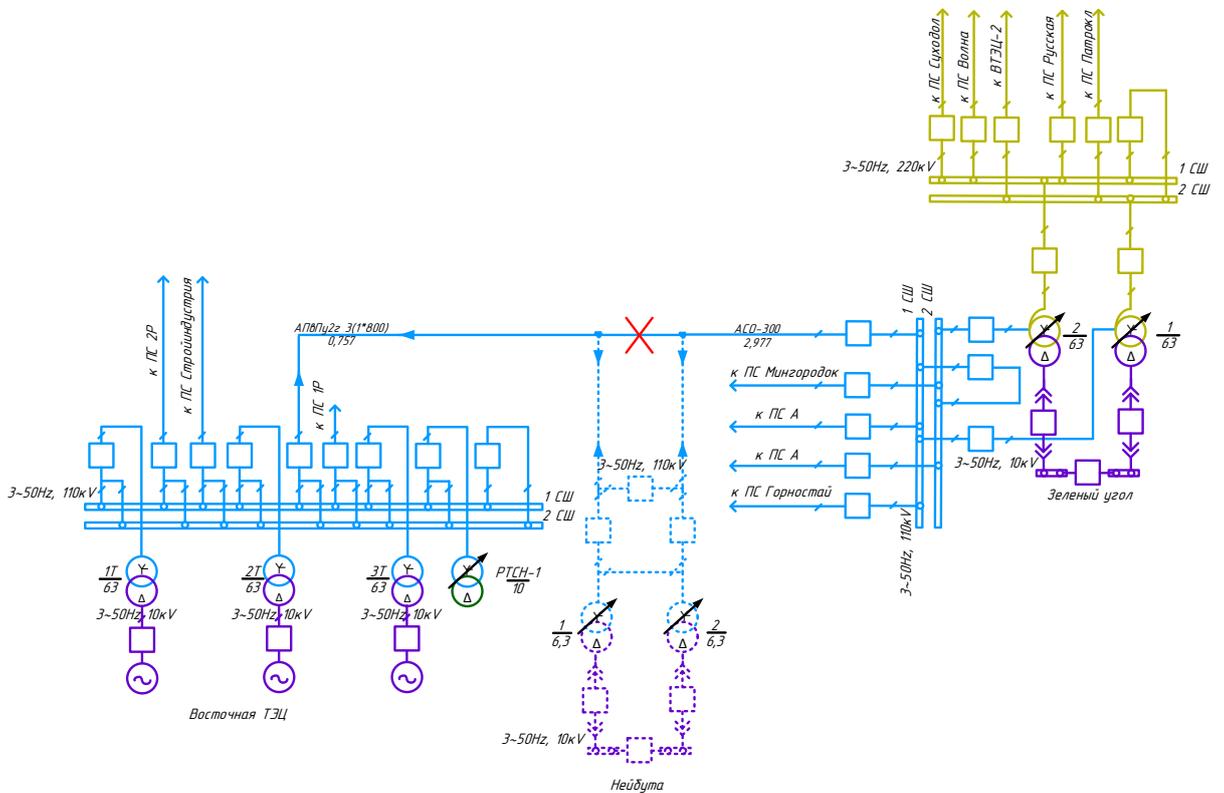


Рисунок 6 – Электрическая схема 2 варианта присоединения

Вариант 3 заключается в присоединении проектируемой ПС Нейбута к ПС 110 кВ Стройиндустрия, как показано на рисунке 7.

При данном подключении ПС, необходимо расширение РУ 110 кВ на ПС Стройиндустрия.



Рисунок 7 – Карта-схема 3 варианта присоединения

Электрическая схема для 3 варианта представлена на рисунке 8.

Как видно, РУ 110 кВ на ПС Стройиндустрия заменяется на одну рабочую, секционированную выключателем, систему шин.

РУ 110 кВ ПС Нейбута – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, а РУ 10 кВ – одна, секционированная выключателем, система шин.

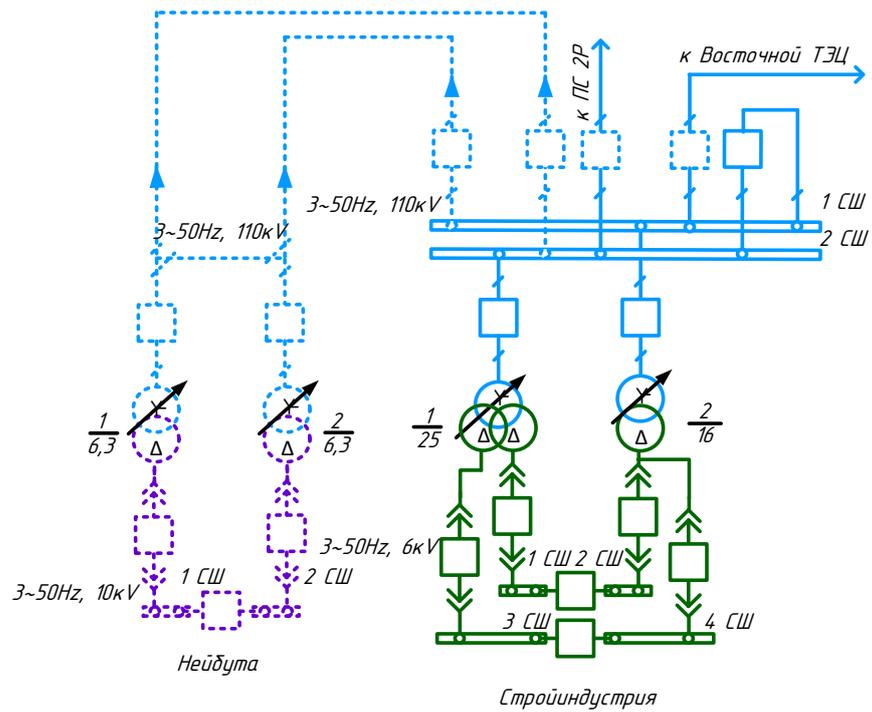


Рисунок 8 – Электрическая схема 3 варианта присоединения

Вариант 4. Подключение ПС Нейбута к ПС 110 кВ Мингородок, показано на рисунке 9.



Рисунок 9 – Карта-схема 4 варианта присоединения

При данном подключении ПС, необходимо расширение РУ 110 кВ на ПС Мингородок. Электрическая схема для 4 варианта представлена на рисунке 10. Как видно, РУ 110 кВ на ПС Мингородок – одна рабочая, секционированная выключателем, система шин. РУ 110 кВ ПС Нейбута – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, а РУ 6 кВ – одна, секционированная выключателем, система шин.

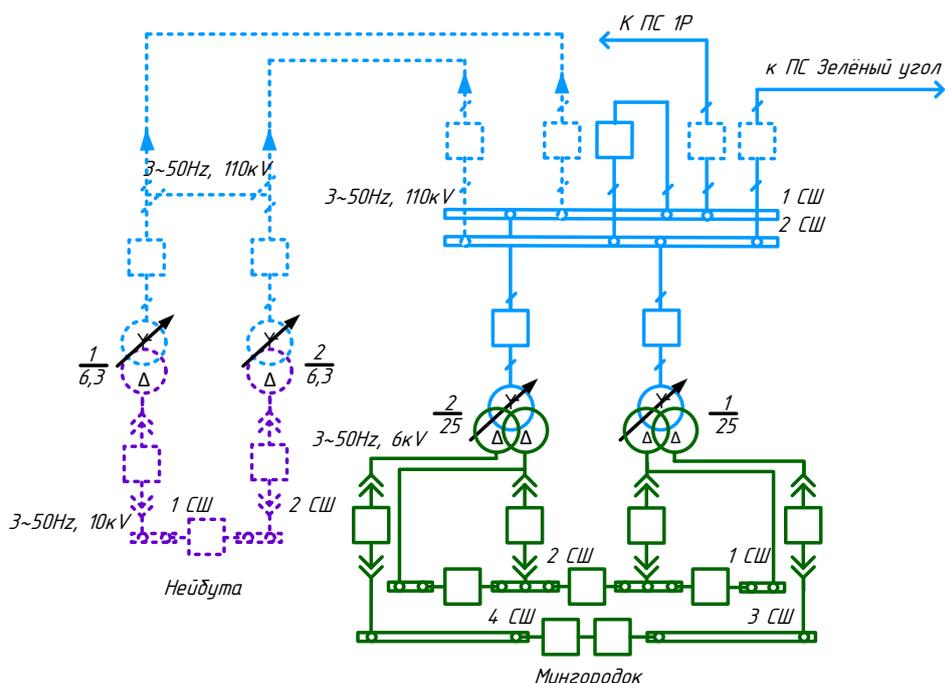


Рисунок 10 – Электрическая схема 4 варианта присоединения

Сравнение вариантов по длине линий и общему количеству выключателей приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение вариантов подключения ПС Нейбута

№ варианта	Название линии	Длина линии	Количество выключателей
1	От ПС Нейбута к КВЛ ПС 220 кВ Зелёный угол – ПС 110 кВ А	2x1018	6
2	ПС Нейбута – КВЛ Восточная ТЭЦ – ПС Зелёный угол	2x584	6
3	ПС Нейбута – ПС Стройиндустрия	2x1138	9
4	ПС Нейбута – ПС Мингородок	2x720	9

Таким образом, второй вариант является наиболее выгодным для подключения подстанции Нейбута.

### 3.2 Выбор компенсирующих устройств

Требуемая мощность компенсирующих устройств определяется:

$$Q_{\text{ку}} = 1,1 \cdot \frac{Q_{\text{Нейб}} - P_{\text{Нейб}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{пред}}}{2} = \frac{3493,1 - 6986,2 \cdot 0,4}{2} = 384,241 \text{ кВар}, \quad (16)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$  – предельный коэффициент реактивной мощности, на стороне НН подстанции  $\text{tg}\varphi = 0,4$  [7].

Выбираем компенсирующее устройство УКРЛ(П)57-10,5-100 в количестве 4 штук на каждую шину.

Нескомпенсированная реактивная мощность подстанции Нейбута:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{Нейб}} - Q_{\text{куфакт}} = 3,493 - 0,8 = 2,693 \text{ МВар}, \quad (17)$$

### 3.3 Выбор силовых трансформаторов

Расчётная мощность силового трансформатора подстанции Нейбута:

$$S_{\text{р}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot k_3} = \frac{\sqrt{6,986^2 + 2,693^2}}{2 \cdot 0,7} = 5,34 \text{ МВА}, \quad (18)$$

где  $n$  – число трансформаторов;

$k_3$  – коэффициент загрузки;

$P_{\text{ср}}$  – среднее значение активной мощности ПС;

$Q_{\text{неск}}$  – нескомпенсированная реактивная мощность ПС.

Выбираем трансформатор ТМН-6300/110/6.

Необходимо выполнить проверку по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах. Должны выполняться условия:

В нормальном режиме:

$$0,5 < k_3 < 0,7 \quad (19)$$

где  $k_3$  – коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{\sqrt{6,986^2 + 2,693^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,6. \quad (20)$$

где  $S_{\text{ТНОМ}}$  – номинальная мощность выбранного трансформатора.

В послеаварийном режиме после отключения одного из трансформаторов:

$$k_{\text{загр}}^{\text{п/ав}} \leq 1,4 \quad (21)$$

где  $k_{\text{загр}}^{\text{п/ав}}$  – коэффициент загрузки в режиме после отключения трансформатора:

$$k_{\text{загр}}^{\text{п/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{\sqrt{6,986^2 + 2,794^2}}{6,3} = 1,2, \quad (22)$$

Исходя из этого, можно подвести итог, что мощность трансформатора соответствует допустимым условиям загрузки.

### 3.4 Выбор сечений проводников

Максимальный ток протекающий по линии:

$$I_p = \frac{S_{\text{р.л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (23)$$

где  $S_{\text{р.л}}$  – расчётная передаваемая мощность кабельной линии:

$$S_{\text{р.л}} = \sqrt{P_{\text{л}}^2 + Q_{\text{л}}^2} \quad (24)$$

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение, кВ.

Подставляя известные данные в формулу (23), получаем:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{(6,986+55,1)^2 + (2,693+5,5)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 328,692 \text{ А},$$

По ТУ кабель необходим сечением не менее 800 мм<sup>2</sup>. Принимаем кабель АПвПу2г 1\*800, с допустимым током 583 А при температуре +25°С.

Проверка сечения по нагреву проводится по двум условиям.

В первом случае сравнивается рабочий ток, полученный в максимальном нормальном режиме, с допустимым по нагреву:

$$I_{max} \leq I_{доп} \tag{25}$$

где  $I_{доп}$  – допустимый по нагреву ток с учётом поправочных коэффициентов:

$$I_{доп} = K_{\theta} \cdot K_{П} \cdot I_{доп\text{табл}} = 1,06 \cdot 0,96 \cdot 583 = 593,261 \text{ А} \tag{26}$$

где  $K_{\theta}$  – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды, для температуры грунта 5°С принимается равным 1,06;

$K_{П}$  – поправочный коэффициент на число кабелей в траншее, принимается равным 0,96.

$$328,692 \leq 593,261$$

Во втором случае допустимый ток должен удовлетворять условию:

$$I_{п/ав} \leq K_{п/ав} \cdot I_{доп} \tag{27}$$

где  $K_{п/ав}$  – коэффициент допустимой перегрузки послеаварийного режима при прокладке в земле равен 1,17;

$I_{п/ав}$  – наибольший ток в наиболее тяжёлом послеаварийном режиме можно определить в соответствии с формулой (23):

$$I_{п/ав} = \frac{S_{р.л п/ав}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{(6,986+99,4)^2 + (2,693+5,1)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 523,242 \text{ А,}$$

где  $S_{р.л п/ав}$  – полная мощность линии в послеаварийном режиме после отключения ВЛ 110 кВ Зелёный угол - Мингородок.

Тогда:

$$523,242 \leq 1,17 \cdot 593,261$$

Таким образом, выбранное сечение проходит проверку по условиям допустимого нагрева.

### 3.5 Анализ режимов при подключении подстанции Нейбута с учётом прогнозируемой нагрузки

Параметры узлов с подключенной ПС Нейбута показаны в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры узлов с подключенной ПС Нейбута и учётом прогноза

Тип	Номер	Название	Уном	Рн	Qн	Рг	Qг	Uзд	Qmin	Qmax
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	3	1Р	110,0	21,5	8,5					
Нагр	10	1Р/т	110,0							
Нагр	16	1Р/т	110,0	2,0	1,6					
Нагр	53	2Р	110,0	52,5	19,4					
Нагр	17	А	110,0	49,3	19,1					
Нагр	18	Амурская	110,0	13,0	5,2					
Нагр	37	АТЭЦ	220,0	119,7	165,5					
Нагр	36	Аэропорт	220,0	16,6	1,7					
База	34	Владивосток	220,0			468,9	134,0	229,1		
Нагр	30	Волна 0	220,0							
Нагр	31	Волна 0	220,0							
Нагр	6	Волна 110	110,0	139,7	55,6					

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагр	27	Волна 220	220,0							
Нагр	28	Волна 6	6,0	15,7	3,0					
Нагр	29	Волна 6	6,0	18,9	4,1					
Нагр	1	ВостТЭЦ 110	110,0	0,1	0,1					
Ген+	41	ВостТЭЦ Г1	10,5	4,0	1,9	44,9	29,7	10,6	-15,9	29,7
Нагр	2	ВостТЭЦ Г2	10,5	3,5	1,8					
Ген+	42	ВостТЭЦ Г3	10,5	2,8	1,4	46,7	29,4	10,5	-15,9	29,4
Нагр	20	ВТЭЦ-1	110,0	20,8	8,4					
Нагр	50	ВТЭЦ-2 0	220,0							
Нагр	44	ВТЭЦ-2 110	110,0	99,8	31,4					
Нагр	47	ВТЭЦ-2 220	220,0							
Ген+	5	ВТЭЦ-2 Г1	10,5	10,7	6,5	120,0	87,7	10,4	-44,5	87,7
Нагр	45	ВТЭЦ-2 Г2	10,5							
Ген+	46	ВТЭЦ-2 Г3	10,5	7,0	5,4	70,0	79,8	10,8	7,0	79,8
Ген	51	ВТЭЦ-2 Г4	10,5	17,0		102,0	15,6	10,7	5,0	75,0
Ген	49	ВТЭЦ-2 Г5	10,5	12,7		50,0	20,8	10,0	5,0	92,0
Ген	4	ВТЭЦ-2 Г6	10,5			62,0	42,7	10,2	5,0	92,0
Нагр	25	Голубинка	110,0	13,6	5,5					
Нагр	26	Голубинка	110,0	28,8	11,5					
Нагр	19	Залив+Бурная	110,0	51,7	20,7					
Нагр	39	Зеленый угол 0	220,0							
Нагр	40	Зеленый угол 0	220,0							
Нагр	14	Зелёный угол 10	10,0	0,5	0,2					
Нагр	15	Зелёный угол 10	10,0	5,3						
Нагр	13	Зелёный угол 110	110,0	5,3	17,3					
Нагр	11	Зелёный угол 220	220,0							
Нагр	7	Мингородок	110,0	24,9	10,0					
Нагр	21	Орлиная	110,0	38,6	18,4					
Нагр	8	Отп 1Р/т	110,0							
Нагр	9	Отп 1Р/т	110,0							
Нагр	23	Отп Голубинка	110,0							
Нагр	24	Отп Голубинка	110,0							
Нагр	35	отп Западная	220,0	64,7	35,7					
Нагр	33	Патрокл	220,0	41,6	-5,0					
Нагр	38	ПС Нейбуга ВН	110,0							
Нагр	43	ПС Нейбуга НН	10,0	3,5	1,3					
Нагр	48	ПС Нейбуга НН	10,0	3,5	1,3					
Нагр	32	Русская	220,0	22,4	4,0					
Нагр	22	Стройиндустрия	110,0	17,0	6,7					
Нагр	12	Суходол	220,0	4,5	1,9					

Параметры ветвей после подключения ПС Нейбута приведены в таблице

14.

Таблица 14 – Параметры ветвей при подключенной ПС Нейбута

Тип	Nнач	Nкон	Название	R	X	B	G	Kт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Выкл	10	16	1Р/т - 1Р/т					
Выкл	26	25	Голубинка - Голубинка					
ЛЭП	11	32	Зелёный угол 220 - Русская	0,9	2,6	-704,2	0,6	
ЛЭП	11	33	Зелёный угол 220 - Патрокл	0,5	1,4	-340,5	0,3	
ЛЭП	32	33	Русская - Патрокл	0,4	1,4	-365,4	0,3	
ЛЭП	1	22	ВостГЭЦ 110 - Стройиндустрия		0,1	-48,6		
ЛЭП	3	7	1Р - Мингородок	0,4	1,0	-6,5		
ЛЭП	7	13	Мингородок - Зелёный угол 110	0,2	0,9	-6,2		
ЛЭП	13	17	Зелёный угол 110 - А	0,1	0,4	-206,3		
ЛЭП	17	44	А - ВТЭЦ-2 110	0,3	1,3	-7,7		
ЛЭП	17	44	А - ВТЭЦ-2 110	0,3	1,3	-7,7		
ЛЭП	11	47	Зелёный угол 220 - ВТЭЦ-2 220	0,3	1,2	-125,7		
ЛЭП	22	53	Стройиндустрия - 2Р	0,4	1,4	-10,0		
ЛЭП	53	1	2Р - ВостГЭЦ 110	0,2	0,5	-336,4		
ЛЭП	13	17	Зелёный угол 110 - А	0,4	1,4	-8,8		
ЛЭП	53	6	2Р - Волна 110	0,2	0,9	-6,5		
ЛЭП	6	8	Волна 110 - Отп 1Р/т	0,5	1,9	-36,5		
ЛЭП	53	9	2Р - Отп 1Р/т	0,5	1,5	-33,5		
ЛЭП	8	10	Отп 1Р/т - 1Р/т			-0,2		
ЛЭП	9	16	Отп 1Р/т - 1Р/т			-0,2		
ЛЭП	9	18	Отп 1Р/т - Амурская	0,2	0,8	-5,4		
ЛЭП	18	19	Амурская - Залив+Бурная	0,1	0,4	-2,8		
ЛЭП	8	20	Отп 1Р/т - ВТЭЦ-1	0,6	1,9	-13,1		
ЛЭП	20	21	ВТЭЦ-1 - Орлиная	0,2	0,6	-7,8		
ЛЭП	21	23	Орлиная - Отп Голубинка	0,2	0,6	-7,1		
ЛЭП	19	24	Залив+Бурная - Отп Голубинка	0,3	1,1	-7,8		
ЛЭП	23	25	Отп Голубинка - Голубинка			-0,1		
ЛЭП	24	26	Отп Голубинка - Голубинка			-0,1		
ЛЭП	24	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	0,6	2,6	-189,6		
ЛЭП	23	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	0,7	2,5	-190,0		
ЛЭП	11	27	Зелёный угол 220 - Волна 220	1,1	4,9	-30,2		
ЛЭП	1	3	ВостГЭЦ 110 - 1Р	0,1	0,2	-140,8		
ЛЭП	11	12	Зелёный угол 220 - Суходол	4,9	27,8	-183,7		
ЛЭП	12	34	Суходол - Владивосток	3,0	17,1	-112,4		
ЛЭП	34	35	Владивосток - отп Западная	2,3	10,1	-58,8		
ЛЭП	35	27	отп Западная - Волна 220	3,4	15,0	-87,0		

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛЭП	34	36	Владивосток - Аэропорт	1,6	8,6	-105,5		
ЛЭП	36	37	Аэропорт - АТЭЦ	1,5	7,9	-100,8		
ЛЭП	37	47	АТЭЦ - ВТЭЦ-2 220	4,9	21,6	-133,0		
ЛЭП	38	13	ПС Нейбута ВН - Зелёный угол 110	0,2	0,7	-72,5		
ЛЭП	1	38	ВостТЭЦ 110 - ПС Нейбута ВН	0,2	0,7	-72,5		
Тр-р	11	39	Зелёный угол 220 - Зеленый угол 0	1,2	101,8	0,8	0,5	1,000
Тр-р	39	13	Зеленый угол 0 - Зелёный угол 110	1,3	-9,1			0,537
Тр-р	39	14	Зеленый угол 0 - Зелёный угол 10	6,2	197,2			0,046
Тр-р	11	40	Зелёный угол 220 - Зеленый угол 0	1,3	102,4	0,9	0,6	1,000
Тр-р	40	13	Зеленый угол 0 - Зелёный угол 110	1,2	-10,1			0,537
Тр-р	40	15	Зеленый угол 0 - Зелёный угол 10	6,3	199,1			0,046
Тр-р	1	41	ВостТЭЦ 110 - ВостТЭЦ Г1	0,9	24,9	3,1	2,0	0,087
Тр-р	1	42	ВостТЭЦ 110 - ВостТЭЦ Г3	0,9	24,9	3,1	2,0	0,087
Тр-р	44	45	ВТЭЦ-2 110 - ВТЭЦ-2 Г2	0,4	12,8	27,3	5,2	0,087
Тр-р	44	46	ВТЭЦ-2 110 - ВТЭЦ-2 Г3	0,2	11,5	9,2	5,8	0,087
Тр-р	47	49	ВТЭЦ-2 220 - ВТЭЦ-2 Г5	2,3	52,0	17,1	2,0	0,043
Тр-р	47	50	ВТЭЦ-2 220 - ВТЭЦ-2 0	0,3	23,3	23,6	3,3	1,000
Тр-р	50	44	ВТЭЦ-2 0 - ВТЭЦ-2 110	0,2	-2,1			0,505
Тр-р	50	51	ВТЭЦ-2 0 - ВТЭЦ-2 Г4	1,4	42,8			0,046
Тр-р	1	2	ВостТЭЦ 110 - ВостТЭЦ Г2	0,9	24,9	3,1	2,0	0,087
Тр-р	47	4	ВТЭЦ-2 220 - ВТЭЦ-2 Г6	2,3	51,1	12,6	2,4	0,043
Тр-р	44	5	ВТЭЦ-2 110 - ВТЭЦ-2 Г1	0,3	10,1	54,4	4,8	0,084
Тр-р	27	31	Волна 220 - Волна 0	0,7	55,0	3,6	1,1	1,000
Тр-р	31	6	Волна 0 - Волна 110	0,4	-7,6			0,526
Тр-р	31	29	Волна 0 - Волна 6	3,3	125,7			0,028
Тр-р	27	30	Волна 220 - Волна 0	0,7	54,4	3,5	1,1	1,000
Тр-р	30	6	Волна 0 - Волна 110	0,4	-7,4			0,526
Тр-р	30	28	Волна 0 - Волна 6	3,3	125,5			0,028
Тр-р	38	43	ПС Нейбута ВН - ПС Нейбута НН	14,7	220,4	4,2	1,0	0,089
Тр-р	38	48	ПС Нейбута ВН - ПС Нейбута НН	14,7	220,4	4,2	1,0	0,089

Проведём расчёт режима после подключения ПС Нейбута.

Токовая нагрузка линий представлена в таблице 15, она не превышает допустимых значений.

Таблица 15 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме при подключенной ПС Нейбута

Ннач	Нкон	Название ветви	Допустимый ток, А	Ирасч/Идоп, %
3	7	1Р - Мингородок	465,0	28,8
53	6	2Р - Волна 110	843,2	30,5
53	1	2Р - ВостТЭЦ 110	744,0	64,9
53	9	2Р - Отп 1Р/т	744,0	15,1
17	44	А - ВТЭЦ-2 110	843,2	34,6
17	44	А - ВТЭЦ-2 110	843,2	34,6
18	19	Амурская - Залив+Бурная	756,4	4,5
37	47	АТЭЦ - ВТЭЦ-2 220	880,4	24,9
36	37	Аэропорт - АТЭЦ	744,0	66,3
34	36	Владивосток - Аэропорт	744,0	70,7
34	35	Владивосток - отп Западная	880,4	57,0
6	8	Волна 110 - Отп 1Р/т	744,0	3,6
1	3	ВостТЭЦ 110 - 1Р	744,0	4,8
1	38	ВостТЭЦ 110 - ПС Нейбута ВН	722,9	35,1
1	22	ВостТЭЦ 110 - Стройиндустрия	744,0	34,3
20	21	ВТЭЦ-1 - Орлиная	669,6	18,0
19	24	Залив+Бурная - Отп Голубинка	744,0	34,3
13	17	Зелёный угол 110 - А	669,6	38,8
13	17	Зелёный угол 110 - А	756,4	9,4
11	27	Зелёный угол 220 - Волна 220	880,4	18,4
11	47	Зелёный угол 220 - ВТЭЦ-2 220	776,2	13,9
11	33	Зелёный угол 220 - Патрокл	621,2	22,9
11	32	Зелёный угол 220 - Русская	621,2	17,4
11	12	Зелёный угол 220 - Суходол	1066,4	20,8
7	13	Мингородок - Зелёный угол 110	756,4	35,1
21	23	Орлиная - Отп Голубинка	669,6	49,7
8	10	Отп 1Р/т - 1Р/т	483,6	0,0
9	16	Отп 1Р/т - 1Р/т	483,6	0,0
9	18	Отп 1Р/т - Амурская	744,0	13,4
8	20	Отп 1Р/т - ВТЭЦ-1	744,0	3,7
24	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	744,0	55,2
23	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	669,6	60,7
23	25	Отп Голубинка - Голубинка	744,0	0,0
24	26	Отп Голубинка - Голубинка	744,0	0,0
35	27	отп Западная - Волна 220	880,4	37,4
38	13	ПС Нейбута ВН - Зелёный угол 110	722,9	40,2
32	33	Русская - Патрокл	621,2	6,0
22	53	Стройиндустрия - 2Р	756,4	21,7
12	34	Суходол - Владивосток	1066,4	21,8

Расчётные напряжения в узлах показаны в таблице 16. Напряжения в узлах не выходят за пределы допустимых значений отклонения 10%.

Таблица 16 – Расчетные напряжения в узлах максимального режима при подключении ПС Нейбута

Название	Уном	Урасч	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
1P	110,0	115,2	4,7
1P/т	110,0	114,6	4,2
1P/т	110,0	114,7	4,2
2P	110,0	114,9	4,5
А	110,0	115,6	5,1
Амурская	110,0	114,6	4,1
АТЭЦ	220,0	219,7	-0,1
Аэропорт	220,0	224,1	1,9
Владивосток	220,0	229,1	4,1
Волна 0	220,0	217,3	-1,2
Волна 0	220,0	217,3	-1,2
Волна 110	110,0	114,6	4,2
Волна 220	220,0	224,0	1,8
Волна 6	6,0	6,0	0,4
Волна 6	6,0	6,0	0,1
ВостГЭЦ 110	110,0	115,2	4,7
ВостГЭЦ Г1	10,5	10,5	0,2
ВостГЭЦ Г2	10,5	10,0	-4,9
ВостГЭЦ Г3	10,5	10,5	0,2
ВТЭЦ-1	110,0	114,5	4,1
ВТЭЦ-2 0	220,0	229,8	4,4
ВТЭЦ-2 110	110,0	115,8	5,3
ВТЭЦ-2 220	220,0	225,6	2,5
ВТЭЦ-2 Г1	10,5	10,3	-2,1
ВТЭЦ-2 Г2	10,5	0,0	0,0
ВТЭЦ-2 Г3	10,5	10,7	1,7
ВТЭЦ-2 Г4	10,5	10,7	1,9
ВТЭЦ-2 Г5	10,5	10,0	-4,8
ВТЭЦ-2 Г6	10,5	10,2	-2,9
Голубинка	110,0	114,8	4,3
Голубинка	110,0	114,8	4,4
Залив+Бурная	110,0	114,5	4,1
Зеленый угол 0	220,0	214,5	-2,5
Зеленый угол 0	220,0	214,4	-2,6

1	2	3	4
Зелёный угол 10	10,0	9,9	-1,4
Зелёный угол 10	10,0	9,8	-1,5
Зелёный угол 110	110,0	115,5	5,0
Зелёный угол 220	220,0	225,4	2,4
Мингородок	110,0	115,3	4,8
Орлиная	110,0	114,6	4,2
Отп 1Р/т	110,0	114,6	4,2
Отп 1Р/т	110,0	114,7	4,2
Отп Голубинка	110,0	114,8	4,3
Отп Голубинка	110,0	114,8	4,4
отп Западная	220,0	225,7	2,6
Патрокл	220,0	225,5	2,5
ПС Нейбута ВН	110,0	115,3	4,9
ПС Нейбута НН	10,0	10,0	-0,4
ПС Нейбута НН	10,0	10,0	-0,4
Русская	220,0	225,5	2,5
Стройиндустрия	110,0	115,2	4,7
Суходол	220,0	227,8	3,5

Распределение потоков мощности максимального режима при подключении ПС Нейбута показано в приложении Б.

Проведём расчёт послеаварийного режима. Отключим одну из нагруженных линий 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р. Токовая нагрузка линий представлена в таблице 17, она не превышает допустимых значений.

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме при подключенной ПС Нейбута

Ннач	Нкон	Название ветви	Допустимый ток, А	Ирасч/Идоп, %
1	2	3	4	5
11	32	Зелёный угол 220 - Русская	621,2	17,4
11	33	Зелёный угол 220 - Патрокл	621,2	22,9
32	33	Русская - Патрокл	621,2	6,0
1	22	ВостТЭЦ 110 - Стройиндустрия	744,0	78,2
3	7	1Р - Мингородок	465,0	20,7
7	13	Мингородок - Зелёный угол 110	756,4	28,1
13	17	Зелёный угол 110 - А	669,6	31,2
17	44	А - ВТЭЦ-2 110	843,2	31,0

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
17	44	А - ВТЭЦ-2 110	843,2	31,0
11	47	Зелёный угол 220 - ВТЭЦ-2 220	776,2	11,1
22	53	Стройиндустрия - 2Р	756,4	64,9
53	1	2Р - ВостТЭЦ 110	744,0	0,0
13	17	Зелёный угол 110 - А	756,4	7,4
53	6	2Р - Волна 110	843,2	22,6
6	8	Волна 110 - Отп 1Р/т	744,0	8,9
53	9	2Р - Отп 1Р/т	744,0	10,1
8	10	Отп 1Р/т - 1Р/т	483,6	0,0
9	16	Отп 1Р/т - 1Р/т	483,6	0,0
9	18	Отп 1Р/т - Амурская	744,0	8,5
18	19	Амурская - Залив+Бурная	756,4	5,9
8	20	Отп 1Р/т - ВТЭЦ-1	744,0	9,0
20	21	ВТЭЦ-1 - Орлиная	669,6	23,2
21	23	Орлиная - Отп Голубинка	669,6	54,1
19	24	Залив+Бурная - Отп Голубинка	744,0	41,1
23	25	Отп Голубинка - Голубинка	744,0	0,0
24	26	Отп Голубинка - Голубинка	744,0	0,0
24	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	744,0	62,1
23	44	Отп Голубинка - ВТЭЦ-2 110	669,6	65,1
11	27	Зелёный угол 220 - Волна 220	880,4	29,5
1	3	ВостТЭЦ 110 - 1Р	744,0	11,5
11	12	Зелёный угол 220 - Суходол	1066,4	20,8
12	34	Суходол - Владивосток	1066,4	21,8
34	35	Владивосток - отп Западная	880,4	57,4
35	27	отп Западная - Волна 220	880,4	37,6
34	36	Владивосток - Аэропорт	744,0	70,5
36	37	Аэропорт - АТЭЦ	744,0	66,0
37	47	АТЭЦ - ВТЭЦ-2 220	880,4	25,2
38	13	ПС Нейбута ВН - Зелёный угол 110	722,9	30,4
1	38	ВостТЭЦ 110 - ПС Нейбута ВН	722,9	25,8

Напряжения в узлах не выходят за пределы допустимых значений отклонения 10%. Значения напряжений в узлах представлены в таблице 18, они не превышают допустимых значений.

Таблица 18 – Расчетные напряжения в узлах послеаварийного режима при подключении ПС Нейбута

Название	Уном	Урасч	Отклонение напряжения, %
1	2	3	4
1P	110,0	114,7	4,3
1P/т	110,0	114,1	3,7
1P/т	110,0	114,0	3,6
2P	110,0	114,2	3,8
А	110,0	114,9	4,5
Амурская	110,0	113,9	3,5
АТЭЦ	220,0	219,8	-0,1
Аэропорт	220,0	224,2	1,9
Владивосток	220,0	229,1	4,1
Волна 0	220,0	211,6	-3,8
Волна 0	220,0	211,6	-3,8
Волна 110	110,0	114,2	3,8
Волна 220	220,0	223,5	1,6
Волна 6	6,0	5,9	-2,3
Волна 6	6,0	5,8	-2,7
ВостТЭЦ 110	110,0	114,7	4,3
ВостТЭЦ Г1	10,5	10,5	-0,2
ВостТЭЦ Г2	10,5	9,9	-5,3
ВостТЭЦ Г3	10,5	10,5	-0,1
ВТЭЦ-1	110,0	114,0	3,7
ВТЭЦ-2 0	220,0	228,5	3,9
ВТЭЦ-2 110	110,0	115,2	4,8
ВТЭЦ-2 220	220,0	225,8	2,6
ВТЭЦ-2 Г1	10,5	10,2	-2,5
ВТЭЦ-2 Г2	10,5	0,0	0,0
ВТЭЦ-2 Г3	10,5	10,6	1,3
ВТЭЦ-2 Г4	10,5	10,7	1,9
ВТЭЦ-2 Г5	10,5	10,0	-4,8
ВТЭЦ-2 Г6	10,5	10,2	-2,9
Голубинка	110,0	114,3	3,9
Голубинка	110,0	114,2	3,8
Залив+Бурная	110,0	113,9	3,5
Зеленый угол 0	220,0	227,7	3,5
Зеленый угол 0	220,0	227,7	3,5
Зелёный угол 10	10,0	10,5	4,6
Зелёный угол 10	10,0	10,5	4,6
Зелёный угол 110	110,0	114,8	4,4

1	2	3	4
Зелёный угол 220	220,0	225,7	2,6
Мингородок	110,0	114,7	4,3
Орлиная	110,0	114,1	3,7
Отп 1Р/т	110,0	114,1	3,7
Отп 1Р/т	110,0	114,0	3,6
Отп Голубинка	110,0	114,3	3,9
Отп Голубинка	110,0	114,2	3,8
отп Западная	220,0	225,4	2,5
Патрокл	220,0	225,8	2,6
ПС Нейбута ВН	110,0	114,8	4,3
ПС Нейбута НН	10,0	9,9	-0,9
ПС Нейбута НН	10,0	9,9	-0,9
Русская	220,0	225,8	2,6
Стройиндустрия	110,0	114,7	4,3
Суходол	220,0	227,9	3,6

Распределение потоков мощности послеаварийного режима при подключении ПС Нейбута показано в приложении Б.

При анализе режимов с подключенной ПС Нейбута выявлено:

- Оценка загрузки линий 110 кВ при максимальных нагрузках показывает, что в послеаварийном режиме (после отключения линии Восточная ТЭЦ – ПС 2Р) токовая загрузка находится в пределах допустимого значения, на наиболее нагруженной линии равняется 78,2 % от допустимого тока (Восточная ТЭЦ – ПС Стройиндустрия);

- Как в нормальном, так и в послеаварийном режимах напряжение на шинах находится в пределах допустимых значений отклонения 10 %.

Таким образом, второй вариант подключения в соответствии с расчётом режимов можно принять к реконструкции.

#### 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Расположение точек КЗ на ПС Нейбута показано на рисунке 11.

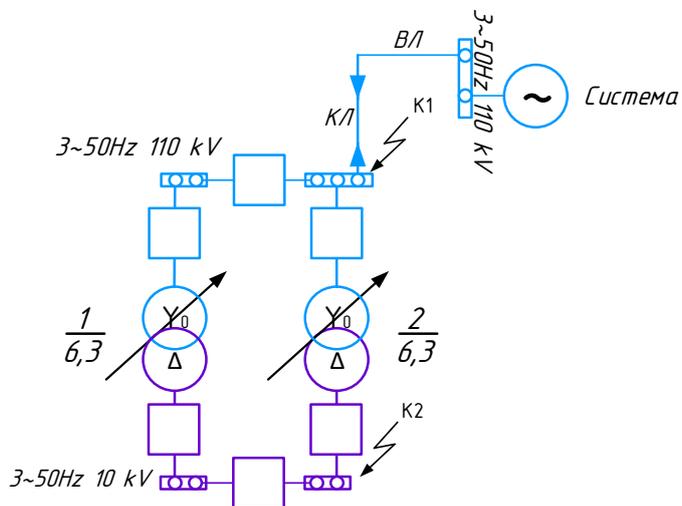


Рисунок 11 – Расположение точек КЗ на ПС Нейбута

Расчёт выполняется в относительных единицах приближенным способом.

Первым этапом должна быть составлена схема замещения, она представлена на рисунке 12.

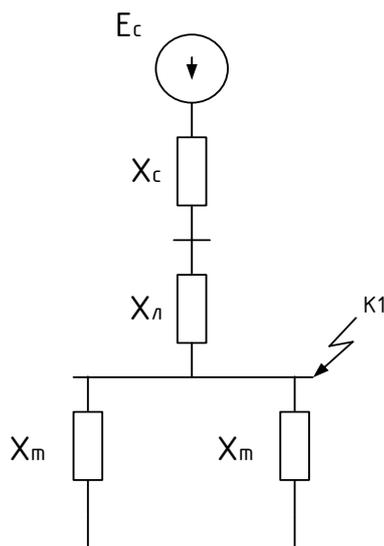


Рисунок 12 – Схема замещения для расчёта ТКЗ на ПС Нейбута

Далее определяются параметры схемы замещения.

Сопротивление системы  $X_C$  определяется по формуле:

$$X_C = \frac{S_6}{S_{КЗ}} = \frac{1000}{3000} = 0,333 \text{ о.е.} \quad (28)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, принимается равной 1000 МВА;

$S_{КЗ}$  – мощность КЗ системы.

Сопротивление линии:

$$X_{кл} = X_0 \cdot L_{л} \cdot \frac{S_6}{U_{6ВН}^2} = 0,1099 \cdot 0,584 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.} \quad (29)$$

где  $X_0$  – удельное сопротивление кабеля АПвПу2Г 1\*800;

$L_{л}$  – длина кабеля;

$U_{6ВН}$  – базисное напряжение высшей стороны ПС Нейбуга.

$$X_{вл} = X_{л} \cdot \frac{S_6}{U_{6ВН}^2} = 0,625 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,047 \text{ о.е.} \quad (30)$$

Тогда суммарное сопротивление линии:

$$X_{л} = X_{кл} + X_{вл} = 0,005 + 0,047 = 0,052 \text{ о.е.} \quad (31)$$

Сопротивление трансформатора ТМН-6300/110:

$$X_T = \frac{S_6 \cdot U_{к\%}}{S_{Т.НОМ} \cdot 100} = \frac{1000 \cdot 10,5}{6,3 \cdot 100} = 16,667 \text{ о.е.} \quad (32)$$

Далее схема замещения преобразуется к точкам КЗ.

Преобразование для первой точки К1 показано на рисунке 13.

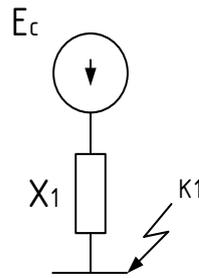


Рисунок 13 – Преобразование 1

Сопротивления рассчитываются по следующим формулам:

$$X_1 = X_c + X_l = 0,385 \text{ о.е.} \quad (33)$$

Следующим этапом находится периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{П01} = \frac{E_c}{X_1} \cdot I_{б1} = 13,025 \quad (34)$$

где  $I_{б1}$  – базисный ток стороны высшего напряжения:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ о.е.}; \quad (35)$$

$E_c$  – ЭДС системы, принята равной 1.

Ударный ток:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot I_{П01} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ac}}}) = 29,593 \text{ кА}, \quad (36)$$

где  $T_{ac}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, принимается  $T_{ac} = 0,02 \text{ с}$ .

Апериодическая составляющая ТКЗ:

$$i_{a0.1} = \sqrt{2} \cdot I_{П01} = 18,42 \text{ кА}, \quad (37)$$

Для второй точки схема эквивалентруется и определяются составляющие токов аналогичным образом. Расчёт ТКЗ произведён в Mathcad и приведён в приложении В. Представим полученные значения в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты расчётов ТКЗ

Составляющая тока	Точка К1	Точка К2
$I_{\text{П0}}$ , кА	13,025	3,225
$i_{\text{уд}}$ , кА	29,593	8,294
$i_{\text{а0}}$ , кА	18,42	4,56

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 5.1 Конструктивное исполнение ПС Нейбута

В разделе 3 был выбран второй вариант подключения подстанции. Таким образом, РУ 110 кВ проектируемой подстанции выполняется по типовой схеме №110-5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычкой со стороны трансформаторов, а схема РУ 10 кВ №10-1 – одна, секционированная выключателем, система шин. Подробная однолинейная схема ПС Нейбута показана на рисунке 14.

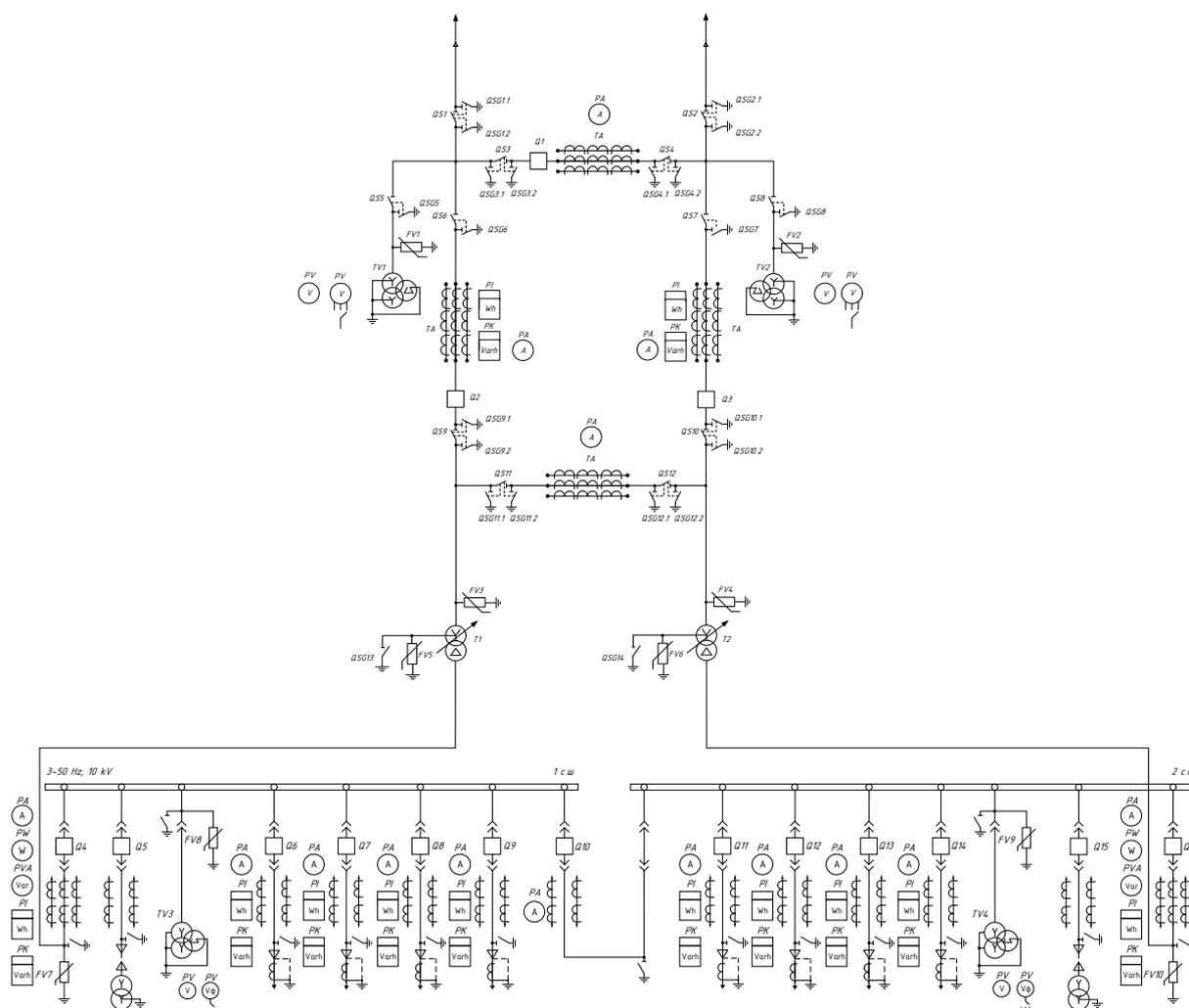


Рисунок 14 – Подробная однолинейная схема ПС Нейбута

Схема №110-5АН применима на стороне высокого напряжения подстанции 110 кВ при двух присоединениях ЛЭП и двух трансформаторов и

необходимости секционирования (сохранение транзита) при ремонте любого выключателя.

## **5.2 Выбор КРУЭ 110 кВ**

При новом строительстве РУ 35-220 кВ в населённых пунктах с плотной застройкой, культурно-исторических центрах, а также в районах с повышенным снегообразованием, гололёдом и ветром, агрессивностью окружающей среды по отношению к металлическим и железобетонным конструкциям, а также повышенным содержанием в атмосферном воздухе веществ, ухудшающих условия работы изоляции, следует рассматривать приоритетное применение КРУЭ в здании, либо комплектные модули ячеек выключателей.

Предварительно выбираем КРУЭ-УЭТМ-110 кВ.

Распредустройство формируется по согласованию с заказчиком из ячеек, каждая из которых может состоять из следующих элементов:

- модуль выключателя;
- модуль разъединителей-заземлителей;
- модуль трансформаторов тока;
- модуль трансформаторов напряжения;
- модуль воздушного ввода;
- модуль кабельного ввода;
- модуль ограничителя перенапряжения;
- соединительные модули;
- опорные металлоконструкции.

Чтобы убедиться в правильности выбора, необходимо сравнить данные из каталога производителя и расчётные:

- Номинальное напряжение КРУЭ и напряжение сети:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}, \quad (38)$$

- Номинальный ток КРУЭ с максимальным рабочим током;

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{СВ110}}, \quad (39)$$

Максимальный рабочий ток секционного выключателя 110 кВ:

$$I_{\text{СВ110}} = \frac{S_{\text{т.ном}} \cdot 1,4 + S_{\text{транз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 311,486 \text{ А}, \quad (40)$$

где  $S_{\text{т.ном}}$  – номинальная мощность силового трансформатора;

$S_{\text{транзита}}$  – мощность транзита из расчёта режима  $|S_{\text{транз}}| = 50,526 \text{ МВА}$ ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение ВН подстанции;

Далее производится проверка по следующим значениям:

- Номинальный ток электродинамической стойкости КРУЭ и ударная составляющая тока КЗ:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (41)$$

- Термическая стойкость к току КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}}, \quad (42)$$

где  $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости при времени протекания четыре секунды:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 4 = 6400 \text{ кА}^2/\text{с}; \quad (43)$$

$B_{\text{К110}}$  – тепловой импульс квадратичного тока КЗ:

$$B_{\text{К110}} = I_{\text{Пок1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 13,025^2 \cdot (0,065 + 0,02) = 14,42 \text{ кА}^2/\text{с}, \quad (44)$$

где  $I_{\text{Пок1}}$  – ток в момент отключения выключателя;

$t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ, с.

Все условия выбора соблюдаются, дальнейший выбор оборудования для КРУ будет зависеть от заданного производителем исполнения.

Для удобства восприятия критерии выбора представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Критерии выбора КРУЭ 110 кВ на ПС Нейбута

Данные из каталога	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110$ кВ	$U_{\text{сети}}=110$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{ном}}=2500$ А	$I_{\text{св}}=311,486$ А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{св}}$
$I_{\text{откл}}=40$ кА	$I_{\text{Пок1}}=13,025$ кА	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{Пок1}}$
$i_{\text{дин}}=100$ кА	$i_{\text{удк1}}=29,593$ кА	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{удк1}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=6400$ кА <sup>2</sup> /с	$B_{\text{К110}}=14,42$ кА <sup>2</sup> /с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К110}}$

Таким образом КРУЭ проходит проверку и его можно применить на ПС Нейбута.

Необходимо проверить модуль выключателя КРУЭ.

Критериями выбора выключателей являются следующие значения:

- Номинальное напряжение и номинальное напряжение сети по формуле (38);

- Номинальный и максимальный рабочий ток по формуле (39);

Далее производится проверка по следующим значениям:

- Проверка по отключающей способности. Для этого находится:

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}}}{100} \cdot I_{\text{откл.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 40 = 22,627 \text{ кА}, \quad (45)$$

где  $I_{\text{откл}}$  – номинальный симметричный ток отключения;

$\beta_{\text{н}}$  – нормированное относительное содержание апериодической составляющей, %;

- Проверка динамической устойчивости к токам КЗ по формуле 41;

- Проверка термической стойкости к токам КЗ по формулам (42-44).

Все полученные данные сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Критерии проверки модуля выключателя 110 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{св}}=311,486 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{св}}$
$I_{\text{вкл}}=100 \text{ кА}$	$I_{\text{ПОК1}}=13,025 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{ПОК1}}$
$I_{\text{пр.скв}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПОК1}}=13,025 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{ПОК1}}$
$i_{\text{пр.скв}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=29,593 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=6400 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_{\text{К110}}=14,42 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К110}}$
$I_{\text{откл}}=40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПОК1}}=13,025 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{ПОК1}}$
$i_{\text{а.ном}}=22,627 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=18,42 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Необходимо проверить модуль разъединителя-заземлителя КРУЭ.

Критериями выбора разъединителей являются следующие значения:

- Номинальное напряжение и номинальное напряжение сети по формуле (38);

- Номинальный и максимальный рабочий ток по формуле (39);

Далее производится проверка по следующим значениям:

- Проверка динамической устойчивости к токам КЗ по формуле 41;

- Проверка термической стойкости к токам КЗ по формулам (42-44) для главных и заземляющих ножей.

Все полученные данные сводятся в таблицу 22. Как видно, все условия соблюдаются.

Таблица 22 – Критерии проверки модуля разъединителя-заземлителя 110 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{св}}=308,24 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{св}}$
$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=29,593 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

1	2	3
Главные ножи		
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 6400 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_{\text{к110}} = 14,42 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к110}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1600 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_{\text{к110}} = 14,42 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к110}}$

В модуль трансформаторов тока встроены трансформаторы тока серии ТВГ-УЭТМ-110.

Трансформатор тока должен быть с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая для приборов защиты.

Счетчик электрический многофункциональный РЕСУРС Е4 предназначен для:

- измерений активной и реактивной электрической энергии;
- измерений показателей качества электрической энергии (ПКЭ);
- измерений параметров напряжения, силы тока, мощности и углов фазовых;
- сохранения результатов измерений в энергонезависимой памяти;
- отображения результатов измерений на встроенном дисплее и передачи данных по различным каналам связи с использованием стандартных протоколов передачи данных.

В таблице 23 приведена нагрузка, распределённая по фазам ТТ.

Таблица 23 – Приборы, подключаемые к ТТ 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
		А	В	С
Амперметр	РЕСУРС Е4	10	10	10
Счётчики активной и реактивной энергии				

Для поддержания заданного класса точности должно выполняться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{к}}, \quad (46)$$

где  $Z_{\text{приб}}$  – сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом} \quad (47)$$

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

$Z_{\text{к}}$  – сопротивление контактов, принимается равным 0,05 Ом.

Сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{35}{5^2} = 1,4 \text{ Ом} \quad (48)$$

Сопротивление провода следует из формулы (46):

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - (r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}) = 1,4 - (0,4 + 0,05) = 0,95 \text{ Ом} \quad (49)$$

Минимальное сечение соединительных проводов из алюминия должны быть 4 мм<sup>2</sup>.

Минимальное сечение проводов определим по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}} \cdot \gamma} = \frac{100}{0,95 \cdot 32} = 3,289 \text{ мм}^2, \quad (50)$$

где  $l_{\text{расч}}$  – расчётная длина соединительных проводов; для 110 кВ принимается 100 м;

$\gamma = 32 \frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$  – для проводов из алюминия.

Принимаем минимальное сечение, равное 4 мм<sup>2</sup>.

Тогда из формулы (50) выражаем сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = \frac{l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}} \cdot \gamma} = \frac{100}{4 \cdot 32} = 0,781 \text{ Ом} \quad (51)$$

Тогда получаем:

$$Z_2 = 0,4 + 0,781 + 0,05 = 1,231 \text{ Ом.} \quad (52)$$

Все полученные данные сводятся в таблицу 24. Как видно, все условия соблюдаются.

Таблица 24 – Критерии выбора трансформатора тока

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{ном}}=600 \text{ А}$	$I_{\text{СВ110}} = 311,486 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{СВ110}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,231 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$
$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=29,593 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_{\text{К110}}=14,42 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К110}}$

К установке принимается ТВГ-УЭТМ-110-0,5/10Р-600/5 УХЛ1.

Трансформаторы напряжения выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

В таблице 25 приведена нагрузка приборов, присоединённых к ТН на стороне 110 кВ.

Таблица 25 – Нагрузка приборов, присоединённых к ТН на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка, ВА	Суммарная нагрузка
1	2	3	4	5
Вольтметр	РЕСУРС Е4	2	10	20
Вольтметр трехфазный				

1	2	3	4	5
Счётчик активной энергии	РЕСУРС Е4	2	10	20
Счётчик реактивной энергии				
Итого				40

Должно соблюдаться условие:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}} \quad (53)$$

Модуль трансформаторов напряжения содержит три аналогичных однофазных трансформатора серии ЗНГ-УЭТМ-110, размещенных в одном газоплотном корпусе.

В таблицу 26 сведены критерии выбора, ЗНГ-УЭТМ-110-0,5/10Р проходит проверку.

Таблица 26 – Критерии выбора ТН на стороне 110 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
Класс точности 0,5/10Р		
$S_{2\text{ном}} = 350 \text{ ВА}$	$S_{2\text{расч}} = 40 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}$

### 5.3 Выбор КРУ 10 кВ

На сторону НН подстанции Нейбута определяется необходимое комплектное распределительное устройство КРУ-СЭЩ-63. Шкафы предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты в сетях с напряжением 10 кВ.

Чтобы убедиться в правильности выбора, необходимо сравнить данные из каталога производителя и расчётные:

- Номинальное напряжение с напряжением сети по формуле (38);
- Номинальный ток главных цепей шкафов КРУ с максимальным рабочим током ввода 10 кВ по формуле (39);

Максимальный рабочий ток ввода 10 кВ:

$$I_{\text{ввод}10} = \frac{S_{\text{т.ном}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 509,223 \text{ А}, \quad (54)$$

где  $S_{\text{т.ном}}$  – номинальная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение НН подстанции;

Далее производится проверка по следующим значениям:

- Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ и ударная составляющая тока КЗ по формуле (41);
  - Термическая стойкость к току КЗ в соответствии с формулой (42);
- Ток термической стойкости при времени протекания три секунды:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2/\text{с}; \quad (55)$$

Тепловой импульс квадратичного тока КЗ:

$$B_{\text{К}10} = I_{\text{П}0\text{К}2}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 3,225^2 \cdot (0,065 + 0,05) = 1,092 \text{ кА}^2/\text{с}, \quad (56)$$

где  $I_{\text{П}0\text{К}2}$  – ток в момент отключения выключателя;

$t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ, с.

Для удобства восприятия критерии выбора представлены в таблице 27, все условия выбора соблюдаются, дальнейший выбор оборудования для КРУ будет зависеть от заданного производителем исполнения.

Таблица 27 – Критерии выбора КРУ 10 кВ на ПС Нейбута

Данные из каталога	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{ном}}=1600 \text{ А}$	$I_{\text{ввод}10}=509,223 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ввод}10}$
$I_{\text{откл}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{П}0\text{К}2}=3,225 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{П}0\text{К}2}$
$i_{\text{дин}}=51 \text{ кА}$	$i_{\text{удк}2}=8,294 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2976,75 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_{\text{К}10}=1,092 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{К}10}$

Для выбранного КРУ 10 кВ выкатные элементы могут иметь следующие исполнения: вакуумный выключатель ВВ/TEL или элегазовый выключатель LF. Примем к установке ВВ/TEL 10-1250 У2.

Критериями выбора выключателей являются следующие значения:

- Номинальное напряжение и номинальное напряжение сети по формуле (38);

- Номинальный и максимальный рабочий ток по формуле (39);

Далее производится проверка по следующим значениям:

- Проверка по отключающей способности. Для этого по формуле (45) находится:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 31,5 = 17,819 \text{ кА},$$

где  $I_{откл}$  – номинальный симметричный ток отключения;

$\beta_n$  – нормированное относительное содержание аperiodической составляющей, %;

- Проверка динамической устойчивости к токам КЗ по формуле (41);

- Проверка термической стойкости к токам КЗ по формулам (42, 55, 56).

Как видно из таблицы 28, условия выбора выполняются.

Таблица 28 – Критерии выбора выключателя 10 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сети}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети}$
$I_{ном}=1250 \text{ А}$	$I_{ввод10}=509,223 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{ввод10}$
$I_{вкл}=80 \text{ кА}$	$I_{п0к2}=3,225 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0к2}$
$I_{пр.скв}=80 \text{ кА}$	$I_{п0к2}=3,225 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0к2}$
$i_{пр.скв}=31,5 \text{ кА}$	$i_{уд}=8,294 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=2976,75 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_{к10}=1,092 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к10}$
$I_{откл}=31,5 \text{ кА}$	$I_{п0к2}=3,225 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{п0к2}$
$i_{a.ном}=17,819 \text{ кА}$	$i_{ат}=4,56 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

Далее выбираем ТТ на стороне 10 кВ. В таблице 29 приведена нагрузка, распределённая по фазам трансформатора тока.

Таблица 29 – Приборы, подключаемые к 10 кВ

Прибор	В цепи	Тип	Нагрузка по фазам, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	РЕСУРС Е4	10	10	10
Ваттметр					
Варметр					
Счётчик активной энергии					
Счётчик реактивной энергии					
Амперметр	Секционный выключатель	А-05	2		2
Амперметр	Отходящие линии	РЕСУРС Е4	10		10
Счётчик активной энергии					
Счётчик реактивной энергии					

Сопротивление приборов из формулы (47):

$$r_{\text{приб}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной обмотки из формулы (48):

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом}$$

Сопротивление провода из формулы (49):

$$r_{\text{пров}} = 1 - (0,4 + 0,05) = 0,55 \text{ Ом}$$

Минимальное сечение соединительных проводов из алюминия должно быть 4 мм<sup>2</sup>.

Минимальное сечение проводов определим по формуле (50):

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}} \cdot \gamma} = \frac{6}{0,55 \cdot 32} = 0,341 \text{ мм}^2,$$

где  $l_{расч}$  – расчётная длина соединительных проводов, для 10 кВ принимается 6 м.

Принимаем минимальное сечение, равное  $4 \text{ мм}^2$ .

Тогда по формуле (51) сопротивление провода:

$$r_{пров} = \frac{l_{расч}}{S_{min} \cdot \gamma} = \frac{6}{4 \cdot 32} = 0,047 \text{ Ом}$$

Тогда получаем из формулы (52):

$$Z_2 = 0,4 + 0,781 + 0,05 = 1,231 \text{ Ом.}$$

Все полученные данные сводятся в таблицу 30. Как видно, все условия соблюдаются.

Таблица 30 – Критерии выбора трансформатора тока на вводе КРУ 10 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сети}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети}$
Класс точности 0,5/10P		
$I_{ном}=600 \text{ А}$	$I_{ввод10}=509,223 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{ввод10}$
$Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,497 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд}=8,294 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_{к10}=1,092 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к10}$

К установке на вводе принимается ТОЛ-СВЭЛ-10-0,5/10P-600/5 У2.

Таблица 31 – Критерии выбора ТТ на отходящие линии 10 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сети}$
Класс точности 0,5/10P		
$I_{ном}=100 \text{ А}$	$I_{отх.линии10}=63,653 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{отх.линии10}$
$Z_{2ном} = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,497 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд}=8,294 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992,25 \text{ кА}^2/\text{с}$	$B_{к10}=1,092 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к10}$

К установке на отходящих линиях принимается ТОЛ-СВЭЛ-10-0,5/10Р-100/5 У2.

Таблица 32 – Критерии выбора ТТ на секционный выключатель 10 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{сети}=10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сети}$
Класс точности 0,5/10Р		
$I_{ном}=300$ А	$I_{св10}=254,611$ А	$I_{ном} \geq I_{св10}$
$Z_{2ном} = 1$ Ом	$Z_2 = 0,177$ Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$
$i_{дин} = 102$ кА	$i_{уд}=8,294$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600$ кА <sup>2</sup> /с	$B_{к10}=1,092$ кА <sup>2</sup> /с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к10}$

К установке на вводе принимается ТОЛ-СВЭЛ-10-0,5/10Р-300/5 У2

*Трансформаторы напряжения 10 кВ* выбирают по аналогии с ВН: по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

В таблице 33 приведена нагрузка приборов, присоединённых к ТН на стороне низкого напряжения.

Таблица 33 – Нагрузка приборов, присоединённых к ТН на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Количество	Нагрузка, ВА	Итоговая нагрузка, ВА
Вольтметр	РЕСУРС Е4	7	10	70
Вольтметр трехфазный				
Ваттметр				
Варметр				
Счётчик активной энергии				
Счётчик реактивной энергии				

В таблицу 34 сведены критерии выбора.

Таблица 34 – Критерии выбора ТН на стороне 110 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{сети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сети}$
Класс точности 0,5/10Р		
$S_{2ном} = 230$ ВА	$S_{2расч} = 70$ ВА	$S_{2ном} \geq S_{2расч}$

Принимаем к установке НАМИТ-10-2-0,5/10Р УХЛ2

#### 5.4 Выбор и проверка токоведущих частей, гибкой и жесткой ошиновки

Гибкие шины 110 кВ применяются для соединения КРУЭ 110 кВ с силовыми трансформаторами.

Максимальный ток в послеаварийном режиме на ОРУ 110 кВ равен  $I_{\max \text{ п/ав}} = 523,242 \text{ А}$ , выбираем гибкие шины – АСК-240/39, с длительно допустимым током  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$ . Проверяем условие:

$$I_{\max \text{ п/ав}} \leq I_{\text{доп}} \quad (57)$$

Определяем минимальное сечение по условию термической стойкости к току КЗ для гибких шин на ПС:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{14,42 \cdot 10^6}}{90} = 42,193 \text{ мм}^2, \quad (58)$$

где  $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$  – для гибких шин АС.

Проверяем условие:

$$q_{\min} \leq q \quad (59)$$

где  $q$  – выбранное сечение, равное  $240 \text{ мм}^2$ .

Также для гибких шин 110 кВ проводится проверка по условиям короны.

Корона появляется при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}}\right) = 31,995 \text{ кВ/см}, \quad (60)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода, принимается  $m = 0,82$ ;

$r_0$  – радиус провода АСК-240/39 равен 1,08 см.

Для нерасщеплённого провода напряжённость электрического поля около его поверхности определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (61)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 100 = 126 \text{ см}, \quad (62)$$

где  $D$  – расстояние между соседними фазами, принимается равным 100 см по ПУЭ.

Тогда получаем:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,08 \cdot \lg \frac{126}{1,08}} = 7,576 \text{ кВ/см.}$$

Условие возникновения короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (63)$$

Так как условие выполняется, коронный разряд не будет происходить. Выбранное сечение провода для гибкой ошиновки на ОРУ 110 кВ проходит по всем условиям.

Для КРУ 10 кВ выбираем жёсткую ошиновку.

Предварительно принимаем алюминиевые прямоугольные шины АДО сечением 10x80 мм.

Выбранные шины проверяем по условию нагрева (по допустимому току):

$$I_{max} \leq I_{доп}, \quad (64)$$

где  $I_{доп}$  – допустимый ток на шины выбранного сечения с учётом поправки при температуре воздуха отличной от табличной:

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{доп} - \theta_0}{\theta_{доп} - \theta_{0.ном}}} = 1480 \cdot \sqrt{\frac{70 - 34}{70 - 25}} = 1323,752 \text{ А} \quad (65)$$

где  $I_{доп.ном}$  – допустимый ток при температуре воздуха  $\theta_{0.ном} = +25$  °С для шины прямоугольного сечения 80x10 мм равен  $I_{доп.ном} = 1480$  А;

$\theta_{доп}$  – допустимая температура нагрева продолжительного режима, принимается +70 °С;

$\theta_0$  – действительная температура воздуха, принимаем максимальную на территории Владивостока.

Таким образом, по формуле (64) условие выполняется:

$$509,223 \leq 1323,752.$$

Условие термической стойкости шин к току КЗ:

$$q_{min} \leq q, \quad (66)$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{BK}}{C_T} = \frac{\sqrt{1,092 \cdot 10^6}}{81} = 12,9 \text{ мм}^2, \quad (67)$$

где  $V_k$  - тепловой импульс КЗ;

$C_T$  – функция, для данного проводника принимается равным  $81 \text{ А}\cdot\text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ .

$q$  – сечение выбранной шины  $q = 800 \text{ мм}^2$ .

Тогда из формулы (66) условие выполняется.

Далее шины проверяются на электродинамическую стойкость.

Частота собственных колебаний для алюминиевых шин:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (68)$$

где  $l$  – длина пролёта между изоляторами, м;

$J$  - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы,  $\text{см}^4$ ;

$q$  – поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$ .

Момент инерции, для шин, расположенных вертикально, определим по формуле:

$$J = \frac{h \cdot b^3}{12} = \frac{1 \cdot 8^3}{12} = 42,667 \text{ см}^4, \quad (69)$$

где  $b$  – толщина алюминиевой шины, 8 см;

$h$  – ширина алюминиевой шины, 1 см.

При собственных частотах колебательной системы шины-изоляторы меньше 30 и больше 200 Гц механический резонанс не возникает. Принимаем  $f_0 = 200 \text{ Гц}$ .

Тогда максимальная длина пролёта  $l$ :

$$l^2 = \frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{42,667}{7,97}} = 2,004, \quad (70)$$

$$l = \sqrt{l^2} = \sqrt{2,004} = 1,416 \text{ м}.$$

Примем длину пролёта равной 1,4 м.

Проведём механический расчёт однополосных шин.

Напряжение на материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{D \cdot W_a}, \quad (71)$$

где  $l$  – длина пролёта между опорными изоляторами шинной конструкции, м, принимается равным 1,4 м;

$D$  – расстояние между фазами, 0,22 м;

$W_a$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>:

$$W_a = \frac{h \cdot b^2}{6} = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,667 \text{ см}^3, \quad (72)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{8294^2 \cdot 1,4^2}{0,22 \cdot 10,667} = 0,995 \text{ МПа.}$$

Для выбранной шины  $\sigma_{\text{доп}} = 40$  МПа. Тогда выполняется условие:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (73)$$

Шина с выбранным сечением проходит проверку по всем параметрам.

Сведём выполненные расчёты в таблицу 35.

Таблица 35 – Критерии выбора жёсткой ошиновки 10 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$I_{\text{доп}} = 1323,752 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 509,223 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$q = 800 \text{ мм}^2$	$q_{\text{min}} = 12,9 \text{ мм}^2$	$q_{\text{табл}} \geq q_{\text{min}}$
$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} = 0,995 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

## 5.5 Выбор и проверка опорных, проходных изоляторов

В распределительных устройствах шинные конструкции устанавливаются на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Проведём выбор и проверку опорных изоляторов 110 кВ:

- По номинальному напряжению;
- По допустимой нагрузке:

$$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}, \quad (74)$$

где  $F_{\text{расч}}$  – сила, действующая на изолятор:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2 \cdot l \cdot k_h}{D}, \quad (75)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{29593^2 \cdot 5 \cdot 1}{1} = 758,396 \text{ Н.}$$

Выбираем опорный стержневой изолятор ОСК-110-А1-2-УХЛ1.  
Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН}, \quad (76)$$

где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, у выбранного изолятора равна  $F_{\text{разр}} = 10 \text{ кН}$ .

Выбираем опорный стержневой изолятор ОСК-110-А1-2-УХЛ1.  
Разрушающая нагрузка изолятора равна 10 кН.

Тогда условие из формулы (74) выполняется:

$$758,396 \leq 6000 .$$

Критерии выбора представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Критерии выбора опорного изолятора 110 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$F_{\text{доп}} = 6000 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 758,396 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Проведём выбор и проверку опорных изоляторов 10 кВ.

Сила, действующая на изолятор по формуле (75):

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{\text{уд}}^2 \cdot l \cdot k_h}{D} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{8294^2 \cdot 1,4 \cdot 1,85}{0,22} = 140,265 \text{ Н},$$

где  $k_h$  - поправочный коэффициент:

$$k_h = \frac{H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}}{H_{\text{из}}} = \frac{185}{100} = 1,85, \quad (77)$$

где  $H_{\text{из}}$  – высота изолятора, для ИОР-10-3,75 равна 100 мм.

Допустимая нагрузка на головку изолятора из формулы (76):

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ кН},$$

где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, у выбранного изолятора равна  $F_{\text{разр}} = 3,75 \text{ кН}$ .

Тогда условие из формулы (74) выполняется.

Критерии выбора представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Критерии выбора опорного изолятора 6 кВ

Данные из каталога	Данные из расчёта	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$F_{\text{доп}} = 2250 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 140,265 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

Выбираем проходной изолятор для изоляции токоведущих шин от стенок КРУ 10 кВ. По номинальному напряжению, по номинальному току, по допустимой нагрузке.

Нагрузка, оказываемая на изолятор равна:

$$F_{\text{расч}} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{8294^2 \cdot 1,4}{0,22} = 37,909 \text{ Н.} \quad (78)$$

Допустимая нагрузка равна:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 5 = 3 \text{ кН.}$$

$$37,909 \leq 3000 .$$

Для проходного изолятора Д-ЧАЭЗ-5-75-1250 У3 условия выполняются. Критерии выбора представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Выбор проходного изолятора 10 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$
$I_{\text{доп}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{max}} = 509,223 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$F_{\text{доп}} = 3000 \text{ Н}$	$F_{\text{расч}} = 37,909 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

## 5.6 Выбор ТСН

Питание потребителей собственных нужд ПС осуществляется от двух независимых источников.

ТСН могут подключаться к шинам РУ низшего напряжения через выключатель. Схема работы в паре организуется по принципу неявного резерва, то есть отдельно, с АВР.

Реактивная нагрузка потребителя, определяется:

$$Q_{\text{п}} = P_{\text{п}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (79)$$

где  $P_{\text{п}}$  – справочная величина активной мощности потребителя;

$tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

Расчётные мощности сведём в таблицу 39.

Таблица 39 – Мощность потребителей нужд подстанции

Потребитель	$P_{\text{п}}$ , кВт	$tg\varphi$	$Q_{\text{п}}$ , кВт
РПН	3	0,75	2,25
Питание приводов Р и В	5,8	1,02	5,916
Обогрев В и Р	15,8	0,2	3,16
Освещение КРУЭ	4	0,33	1,32
Вентиляция и кондиционирование ОПУ и КРУ	32,2	0,62	19,964
Отопление ОПУ и КРУ	28	0,2	5,6
Освещение ОПУ и КРУ	2,62	0,33	0,865
Видеонаблюдение и сигнализация	0,75	0,62	0,465
Питание систем учёта, оборудования ТМ и связи, оперативных блокировок	1,16	0,33	0,383
Ремонтная нагрузка (сварочная сеть)	13	0,75	9,75
Итоговая нагрузка	106,33		49,67

Мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{сн}} = k_3 \cdot \sqrt{P_{\text{п}}^2 + Q_{\text{п}}^2} = 0,5 \cdot \sqrt{106,33^2 + 49,67^2} = 58,68 \text{ кВА}, \quad (80)$$

где  $k_3$  – коэффициент загрузки, для ПС без постоянного персонала можно принять равным 0,5 [14, 15].

Выбираем трансформатор ТСКС-63.

### 5.7 Выбор ОПН

Предварительно принимаем ОПНп-110/88/10/550 У1.

Проведём выбор и проверку ограничителей перенапряжения 110 кВ:

- Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН

по условию:

$$U_{\text{нр}} \geq 1,05 \cdot U_{\text{нс}}, \quad (81)$$

где  $U_{нр}$  – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, в выбранном ОПН  $U_{нр}=88$  кВ;

$U_{нс}$  – наибольшее значение рабочего напряжения (фазного) сети в точке его установки:

$$1,05 \cdot U_{нс} = \frac{1,05 \cdot U_{н}}{\sqrt{3}} = \frac{1,05 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 76,383 \text{ кВ} \quad (82)$$

Тогда условие из формулы (81) выполняется.

- Выбор номинального напряжения зависит от квазистационарных перенапряжений в сети в месте установки ОПН, учитывая их амплитуды и продолжительность.

Основное требование:

$$U_{номОПН} > U_{экв}, \quad (83)$$

где  $U_{экв}$  - наибольшее эквивалентное квазистационарное перенапряжение:

$$U_{экв} = U_{к} \cdot \left(\frac{T_{к}}{10}\right)^m = 1,2 \cdot 72,746 \cdot \left(\frac{10}{10}\right)^{0,02} = 87,295 \quad (84)$$

где  $U_{к}$  - амплитуда квазистационарного перенапряжения, принимается  $U_{к} = 1,2 \cdot U_{нс}$ ;

$T_{к}$  - продолжительность квазистационарного перенапряжения в секундах, принимаем 10 с;

$m$  - показатель степени, описывающей характеристику ОПН «напряжение промышленной частоты в зависимости от времени». Принимается  $m = 0,02$ .

Условие из формулы (83) для ОПНп-110/88/10/550 У1 выполняется.

- Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности

Способность ОПН поглощать энергию связана с номинальным разрядным током. Поглощение энергии ОПН, обусловленное воздействием переходного

перенапряжения сети, зависит от характеристики ОПН «остающееся напряжение – ток» и от номинального разрядного тока.

В сетях классов напряжения 110 кВ и выше, как правило, рекомендуются ОПН с номинальным разрядным током 10 кА.

ОПН должны быть способны поглощать энергию, обусловленную кратковременными перенапряжениями в сети. Энергия, поглощаемая ОПН, определяется следующим образом:

$$W = \frac{1}{2} \cdot C \cdot ((3 \cdot U_0)^2 - (\sqrt{2} \cdot U_H)^2) \quad (85)$$

где  $C$  - емкость одной фазы батареи или кабеля, 0,226 мкФ;

$U_0$  - максимальное значение рабочего напряжения фаза – земля, равняется 126 кВ;

$U_H$  - номинальное напряжение ОПН, равняется 110 кВ.

Тогда:

$$W = \frac{1}{2} \cdot 0,226 \cdot 10^{-6} \cdot ((3 \cdot 126)^2 - (\sqrt{2} \cdot 110)^2) = 16,146 \text{ кДж}$$

Если расстояния между подстанциями в распределительной сети небольшие, энергия может быть уменьшена из-за распределения тока.

По найденной энергии, поглощаемой ОПН, рассчитывается удельная энергоемкость, кДж/кВ:

$$W_{уд} = \frac{W}{U_{нр}} = \frac{16,146}{88} = 0,183 \quad (86)$$

Класс пропускной способности ОПН - 1

- Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности

Ток взрывобезопасности должен быть больше наибольшего тока КЗ сети в точке установки ОПН на 15-20%:

$$I_{\text{вз.без}} > (1,15 \div 1,2)I_{\text{КЗ}} \quad (87)$$

Условие для ОПНп-110/88/10/550 У1 выполняется:

$$31,5 \geq 15,63.$$

- Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях:

$$U_{\text{ост к}} \leq \frac{U_{\text{ки}}}{(1,15 \div 1,2)}, \quad (88)$$

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле:

$$U_{\text{ки}} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot U_{\text{исп50}} = 342,63 \quad (89)$$

где  $U_{\text{исп50}}$  – 50 %-ное испытательное напряжение электрооборудования на коммутационном импульсе, равняется  $U_{\text{исп50}}=200$ .

Остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе равняется  $U_{\text{ост к}}=216$  и условие (88) соблюдается.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям:

$$A_{\text{вн}} = \frac{U_{\text{доп}} - U_{\text{ост к}}}{U_{\text{доп}}} > (0,15 \div 0,25) \quad (90)$$

где  $U_{\text{доп}}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений, равняется  $U_{\text{доп}} = 308$ .

Тогда условие (90) выполняется:

$$A_{\text{вн}} = 0,299 > (0,15 \div 0,25)$$

- Определение защитного уровня ОПН при грозовых воздействиях:

$$A_{\text{гр}} = \frac{U_{\text{исп}} - U_{\text{ост}}}{U_{\text{исп}}} > (0,2 \div 0,25), \quad (91)$$

где  $U_{\text{исп}}$  – значение грозового испытательного импульса, равняется  $U_{\text{исп}} = 480$ ;

$U_{\text{ост к}}$  - Остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе равняется  $U_{\text{ост к}} = 266$ .

Сведём в таблицу 40 сравнение расчётных данных с паспортными.

Таблица 40 – Критерии выбора ОПН 110 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{нр}} = 88 \text{ А}$	$1,05U_{\text{нс}} = 76,383 \text{ А}$	$U_{\text{нр}} \geq 1,05U_{\text{нс}}$
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{экв}} = 87,295 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} > U_{\text{экв}}$
$W_{\text{опн}} = 2,7 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{уд}} = 0,183 \text{ кДж/кВ}$	$W_{\text{опн}} \geq W_{\text{уд}}$
$I_{\text{вз.без}} = 31,5 \text{ кА}$	$1,2I_{\text{кз}} = 15,63 \text{ кА}$	$I_{\text{вз.без}} \geq 1,2I_{\text{кз}}$

Для низкой стороны предварительно принимаем ОПН-РТ/TEL 10/11,5 У2.

Проведём выбор и проверку ограничителей перенапряжения 10 кВ:

- Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН по условию (81). Где наибольшее значение рабочего напряжения сети в точке установки по формуле (82):

$$1,05 \cdot U_{\text{нс}} = \frac{1,05 \cdot U_0}{\sqrt{3}} = \frac{1,05 \cdot 12}{\sqrt{3}} = 7,275 \text{ кВ}$$

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение  $U_{нр} = 10,5$  , следовательно, условие из формулы (81) выполняется.

- Выбор номинального разрядного тока и класса пропускной способности

В сетях классов напряжения 10 кВ ОПН с номинальным разрядным током 5 кА могут быть достаточными для районов с низкой плотностью ударов в землю и эффективно защищенными отходящими воздушными линиями с низкими сопротивлениями фундаментов опор. ОПН с номинальным разрядным током 10 кА предпочтительны в районах с высокой плотностью ударов в землю или высокими сопротивлениями земли.

Энергия, поглощаемая ОПН, определяется по формуле (85):

$$W = \frac{1}{2} \cdot 0,263 \cdot 10^{-6} \cdot \left( (3 \cdot 12)^2 - (\sqrt{2} \cdot 13,1)^2 \right) = 170,424 \text{ Дж}$$

Удельная энергоемкость по формуле (86):

$$W_{уд} = \frac{170,424 \cdot 10^{-3}}{12} = 0,016 \text{ кДж/кВ}$$

Класс пропускной способности ОПН - 1

- Выбор ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности осуществляется по формуле (87):

$$20 \geq 3,869.$$

- Определение защитного уровня ОПН при коммутационных перенапряжениях.

Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений можно определить по формуле (89):

$$U_{ки} = 1,41 \cdot 1,35 \cdot 0,9 \cdot 35 = 59,96$$

Остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе равняется  $U_{ост\ к} = 26,6$  и условие (88) соблюдается.

ОПН должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям по формуле (89):

$$A_{вн} = \frac{U_{доп} - U_{ост\ к}}{U_{доп}} > (0,15 \div 0,25)$$

где  $U_{доп}$  - допустимый уровень внутренних перенапряжений, равняется  $U_{доп} = 57,9$ .

Тогда условие (89) выполняется:

$$A_{вн} = 0,541 > (0,15 \div 0,25)$$

- Определение защитного уровня ОПН при грозовых воздействиях по формуле (91):

$$A_{гр} = \frac{U_{исп} - U_{ост}}{U_{исп}} > (0,2 \div 0,25),$$

где  $U_{исп}$  – значение грозового испытательного импульса, равняется  $U_{исп} = 80$ ;

$U_{ост\ к}$  - Остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе равняется  $U_{ост\ к} = 31,7$ .

Критерии выбора представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Критерии выбора ОПН 10 кВ

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{нр} = 10,5$ кВ	$1,05U_{нс} = 7,275$ кВ	$U_{нр} \geq 1,05U_{нс}$
$U_{ном} = 13,1$ кВ	$U_{нрс} = 12$ кВ	$U_{ном} > U_{нрс}$
$W_{опн} = 5,5$ кДж/кВ	$W_{уд} = 0,016$ кДж/кВ	$W_{опн} \geq W_{уд}$
$I_{вз.без} = 20$ кА	$1,2I_{кз} = 3,869$ кА	$I_{вз.без} \geq 1,2I_{кз}$

## 6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС НЕЙБУТА

### 6.1 Расчёт заземления

Заземление молниезащиты предназначено для отвода тока молнии в землю от молниеотводов, конструкций, в которые попала молния, и защитных устройств.

Сопротивление заземлителя — это сопротивление, оказываемое грунтом току. При токе промышленной частоты оно называется стационарным. Импульсное сопротивление — это отношение импульсного напряжения на заземлителе к протекающему импульсному току.

Сосредоточенный заземлитель (небольшой длины, с незначительной индуктивностью) имеет импульсный коэффициент меньше единицы. Его сопротивление снижается при увеличении тока молнии и удельного сопротивления грунта.

Протяжённый заземлитель (длинный, с заметной индуктивностью) имеет импульсный коэффициент больше единицы, особенно при коротком фронте импульса и большой длине заземлителя.

Для линий и молниеотводов применяют сложные заземлители — системы из нескольких вертикальных электродов и соединительных полос (например, четырехстержневые конструкции).

Заземление подстанций осуществляется с использованием искусственных и естественных заземлителей. Искусственные заземлители представляют собой контур из вертикальных электродов, соединённых металлическими полосами. Для выравнивания потенциала на территории открытого распределительного устройства (ОРУ) и подключения оборудования к заземлению, на всей площади прокладывают сетку из соединительных полос.

Продольные заземлители укладываются вдоль оборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5–0,7 м и на расстоянии 0,8–1,0 м от фундаментов. Если два ряда оборудования расположены друг напротив друга и между ними не

более 3 м, допустимо использовать один заземлитель для обоих рядов при увеличении расстояния до 1,5 м.

Поперечные заземлители размещаются между оборудованием на той же глубине. Расстояния между ними увеличиваются от краёв к центру заземляющей сетки, начиная с 4 м и далее по ряду: 5, 6, 7,5, 9, 11, 13,5, 16 и 20 м. Размер ячеек в местах подключения нейтралей трансформаторов и короткозамыкателей не должен превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываются по периметру участка заземления, формируя замкнутый контур.

Для электроустановок напряжением 110 кВ значения сопротивления заземляющих устройств не должно превышать 0,5 Ом.

Расчёт заземления представлен в приложении Г.

## **6.2 Расчёт молниезащиты**

Для защиты оборудования станций и подстанций от прямых ударов молнии применяются молниеотводы. Их задача — перехватывать большинство ударов молнии в пределах защищаемой зоны и безопасно отводить ток в землю.

Расчёт проводится для зоны типа А обладающей надёжностью не ниже 0,995 и напряжением 110 кВ, молниеотводы стержневые равновеликие. Высота молниеотводов  $h \leq 150$  м.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 20,655, \quad (92)$$

где  $h$  - высота молниеотвода,  $h = 24,3$  м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 25,549. \quad (93)$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right) = 15,653 \quad (94)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта,  $h_x = 8$  м.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{\min} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h) = 17,588, \quad (95)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами 1-2, 3-4  $L = 41,6$  м.

При  $h < L < 2h$  (между молниеотводами 1-2, 1-3, 2-4, 3-4) половина ширины внутренней зоны на уровне земли:

$$r_{c0} = r_0 = 25,549 \text{ м}, \quad (96)$$

При  $2h < L < 4h$  (между молниеотводами 2-3, 1-4) половина ширины внутренней зоны на уровне земли:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2(L-2h)}{h}\right) = 13,542, \quad (97)$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{\min} - h_x}{h_{\min}}\right) = 13,928 \quad (98)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта.

Сведём расчёты для пар молниеотводов в таблицу 42.

Таблица 42 – Расчётные данные для пар молниеотводов

Пара	L, м	h, м	h <sub>x</sub> , м	h <sub>эф</sub> , м	r <sub>0</sub> , м	h <sub>min</sub> , м	r <sub>c0</sub> , м	r <sub>сх</sub> , м	r <sub>х</sub> , м
1-2, 3-4	41,6	24,3	8	20,655	25,549	17,588	25,549	13,928	15,653
1-3, 2-4	41,87					17,54		13,896	
1-4, 2-3	59,1					14,485	6,063		

Зона защиты приведена на рисунке 15. Большой контур – зона защиты на уровне земли. Маленький контур – зона защиты на уровне защищаемого объекта, то есть на высоте изолятора 110 кВ h<sub>x</sub>=8 м.

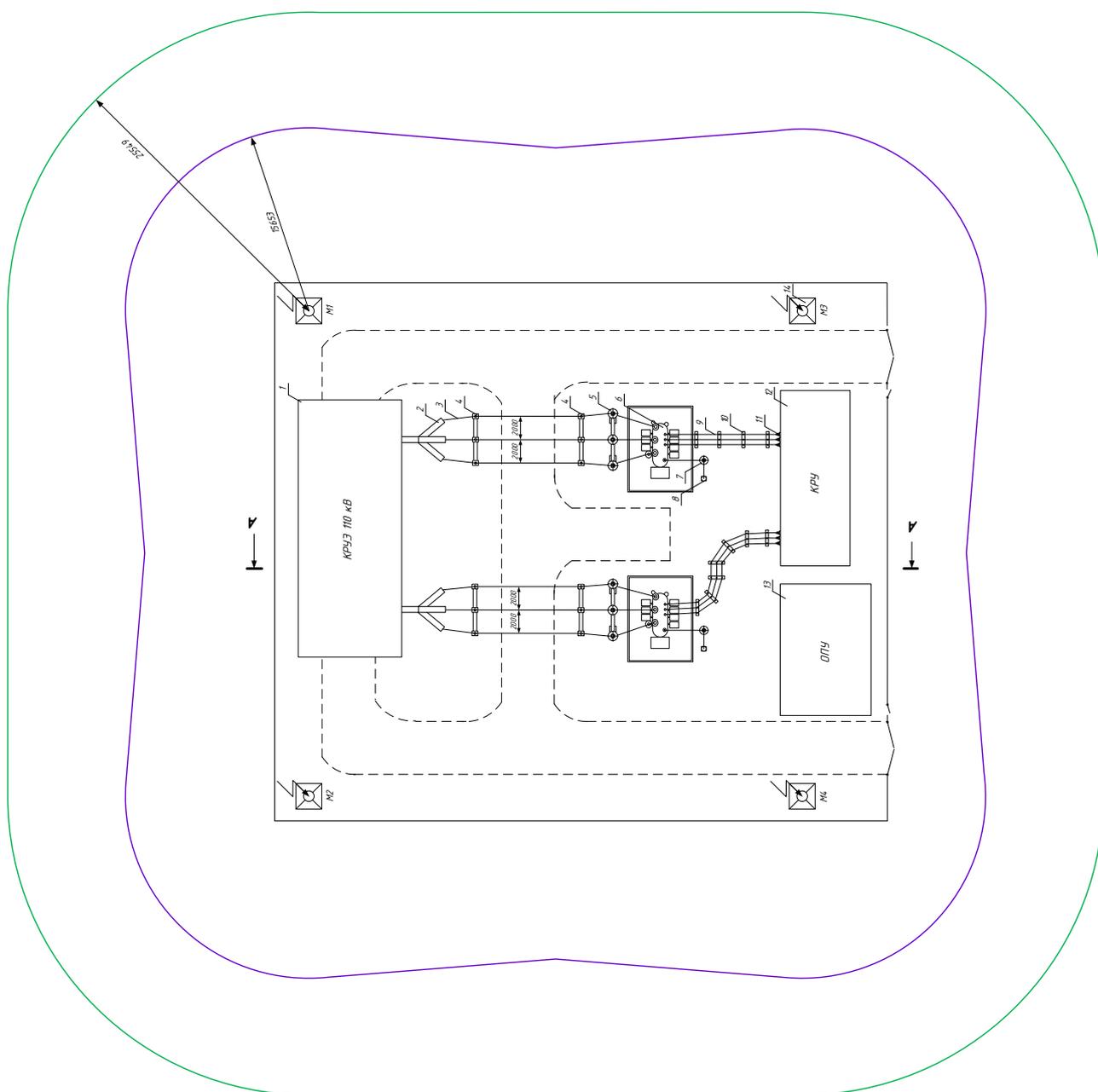


Рисунок 15 – Зоны защиты подстанции

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

### 7.1 Общие требования к защитам на линии и подстанции

КВЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – ПС Нейбута и КВЛ 110 кВ ПС Зелёный угол – ПС Нейбута работают в режиме с глухозаземлённой нейтралью. В сетях с глухозаземлённой нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

В кольцевой сети 110-220 кВ с одним источником питания или в сети с несколькими источниками питания в соответствии с ПУЭ для защиты от междуфазных КЗ на каждой линии электропередачи должна быть установлена дистанционная защита. Если дистанционная и токовая ступенчатые защиты не удовлетворяют требованию быстродействия, в качестве основных защит одиночных и параллельных линий 110-220 кВ с двусторонним питанием следует предусматривать высокочастотные и продольные дифференциальные защиты. Применение ВЧ-защит на кабельных и кабельно-воздушных линиях (КВЛ) усложняется: появляется необходимость проверять параметры измененного канала связи, которым является одна из фаз КЛ или КВЛ, на способность пропускать ВЧ-сигнал с допустимым уровнем затухания. В таких случаях ДЗЛ получает преимущество перед высокочастотными защитами, так как кабельные вставки никак не влияют на способность защиты выявлять и устранять внутренние КЗ.

На трансформаторах мощностью 6,3 МВА устанавливаются следующие виды защит:

- от всех видов КЗ внутри обмоток и на выводах применяется продольная дифференциальная защита;
- для защиты от всех внутренних повреждений - газовая защита;
- от внешних КЗ и для резервирования основной защиты применяется МТЗ;
- от однофазных КЗ на трансформаторах, связанных с сетью напряжения 110 кВ и выше, применяется токовая защита нулевой последовательности;
- от перегрузки применяется специальная МТЗ в однофазном исполнении.

## 7.2 Защита трансформатора

На подстанции 110 кВ Нейбута устанавливаются два двухобмоточных трансформатора мощностью 6,3 МВА каждый.

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» подходит для выполнения функций основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 110 кВ.

Устройство подключается к вторичным цепям ТТ, установленным на двух сторонах силового трансформатора. Рекомендуется включение ТТ на всех сторонах трансформатора по схеме «звезда». Выравнивание величины и фазы токов производится цифровым способом внутри устройства.

Устройство может быть установлено на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления подстанции.

Исходные данные для расчёта уставок приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Исходные данные для расчёта уставок

Наименование параметра		Обозначение	Расчётные данные, единицы измерения
Сопротивление трансформаторов		$X_T$	220,417 Ом
Сопротивление линий		$X_L$	0,689 Ом
Сопротивление системы	Максимальный режим	$X_{Смакс}$	4,876 Ом
	Минимальный режим	$X_{Смин}$	7,314 Ом
Относительное регулирование напряжение от номинального		$\Delta U_{рпн}$	0,16
Изменение сопротивления трансформатора, обусловленное устройствами РПН		$X_{Тмин}$	155,452 Ом
		$X_{Тмакс}$	296,695 Ом
Токи КЗ, приведённые к стороне ВН трансформатора		$I_{КЗмаксВН}$	0,412 кА
		$I_{КЗминВН}$	0,189 кА
Токи КЗ, приведённые к стороне НН тр-ра		$I_{КЗмаксНН}$	4,516 кА
		$I_{КЗминНН}$	2,067 кА

Первичные токи на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности:

$$I_{\text{перв.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (99)$$

где  $U_{ВН}$  – номинальное напряжение соответствующей обмотки трансформатора.

Для высшей обмотки:

$$I_{\text{перв.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,629 \quad (100)$$

Для нижней обмотки:

$$I_{\text{перв.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \quad (101)$$

Коэффициенты трансформации ТТ на стороне ВН:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{600}{5} = 120 \quad (102)$$

На стороне НН:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{600}{5} = 120 \quad (103)$$

Вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальным токам защищаемого трансформатора на стороне ВН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{перв.ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}} = 0,264, \quad (104)$$

на стороне НН:

$$I_{\text{ном.втор}} = \frac{I_{\text{перв.ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}} = 2,887, \quad (105)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы, при соединении ТТ звездой равен 1.

Диапазон уставок  $I_{Баз}$ , предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:  $0,15 \div 30,00$  А.

Принимаем значения уставок:  $I_{баз.вн} = 0,26$  и  $I_{баз.вн} = 2,89$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяются на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для  $I_{ном} = 5$  А базисные токи должны входить в диапазон (1,01 ÷ 10,00) А. Полученные значения укладываются в указанный диапазон.

### 7.2.1 Расчет уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-1

Определяем отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора при КЗ на стороне НН:

$$I_{КЗ.внеш.макс} = \frac{I_{КЗмаксВН}}{I_{первномВН}} = \frac{412}{31,629} = 13,037 \quad (106)$$

Расчётный ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{нб} = k''_{отс} \cdot (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{КЗ.внеш.макс}, \quad (107)$$

где  $k''_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,5;

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим при КЗ, принимается равным 3;

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности ТТ, принимается равным 1;

$\varepsilon$  – относительное значение значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме (для ТТ класса 10Р принимается значение 0,1);

$\Delta U_{РПН}$  - полный размах РПН;

$\Delta f_{добав}$  - погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН (округлением при установке), а также некоторыми

метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, можно принимать равным 0,04.

$$I_{\text{нб}} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot 13,037 = 9,782$$

Уставка срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ определяется по условиям:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq I_{\text{нб}} \quad (108)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 6 \quad (109)$$

По условию (108):

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 9,782 .$$

Для условия (109) определяем уставку дифференциальной отсечки при КЗ на стороне НН:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{КЗ.внеш.макс}} , \quad (110)$$

где  $k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

$k_{\text{нб}}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего к.з. (при вторичных номинальных токах ТТ 5 А принимаем равным 0,7).

Тогда:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}} \geq 10,951.$$

Диапазон уставки  $\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{ном}}}$ , предусмотренный на «Сириус-Т»:  $(4,0-30,0) \cdot I_{\text{баз}}$ .

Принимаемое значение уставки округляется до одного знака после запятой.

Принимаем уставку 11,0 А.

### 7.2.2 Расчет уставок дифференциальной отсечки ДЗТ-2

Расчёт уставок ДЗТ-2 заключается в выборе ряда параметров тормозной характеристики: базовой уставки ступени  $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}$ , наклона тормозной характеристики на втором ее участке  $k_{\text{торм}}$ , второй точки излома тормозной характеристики  $\frac{I_{\text{т2}}}{I_{\text{ном}}}$  и уставки блокировки от второй гармоники  $\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}}$ .

Базовая уставка дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения  $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Значение  $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}}$  выбирается из условия отстройки от тока небаланса при протекании номинального (базисного) тока трансформатора:

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (111)$$

где  $I_{\text{нб.расч}}$  - относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{нб.расч}} = k'_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}, \quad (112)$$

где  $k'_{\text{пер}}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим без к.з., принимается равным 2,0.

Получаем пределы базовой уставки:

$$\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{ном}}} \geq 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,48$$

Диапазон уставки  $\frac{I_{д1}}{I_{ном}}$ , предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:  $(0,3-1,0) \cdot I_{баз}$ . Для устройств релейной защиты чаще применяются трансформаторы тока класса 10P, поэтому, учитывая, что рассматриваем неравенство, принимаем  $\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,5$ .

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{CH.T} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб.расч} = 0,8 \quad (113)$$

Расчетный коэффициент торможения:

$$k_{торм} = \frac{100 \cdot I_{диф}}{I_{торм}} = \frac{100 \cdot k'_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{k_{CH.T}} = 65,041\%, \quad (114)$$

Диапазон уставки торможения, предусмотренный на терминале Сириус-Т:  $(10-100)\%$ . Принимаем  $k_{торм} = 65\%$ .

Первая точка излома тормозной характеристики определяется как пересечение линии  $\frac{I_{д1}}{I_{ном}} = 0,5$  и прямой, проходящей через начало координат к оси  $I_{торм}$  под углом:

$$\varphi = \text{atan}\left(\frac{k_{торм}}{100}\right) = 33,024^\circ \quad (115)$$

Значение первой точки излома характеристики вычисляется в терминале автоматически по формуле:

$$\frac{I_{т1}}{I_{ном}} = \frac{I_{д1}}{I_{ном}} \cdot \frac{100}{k_{торм}}, \quad (116)$$

$$\frac{I_{т1}}{I_{ном}} = 0,5 \cdot \frac{100}{65} = 0,769.$$

Определяем координаты второй точки излома характеристики на оси  $I_{\text{торм}}$ . Рекомендуемый диапазон уставки  $\frac{I_{\text{Г2}}}{I_{\text{НОМ}}}$ , предусматриваемый на терминале «Сириус-Т»:  $(1,0-2,0) \cdot I_{\text{НОМ}}$ . Значение уставки второй точки излома принимаем равным  $2,0 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Диапазон уставки блокировки от второй гармоники  $\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}}$ , предусмотренный на терминале «Сириус-Т»:  $(0,06-0,2)$ . Принимаем значение уставки блокировки по второй гармонике  $\frac{I_{\text{дг2}}}{I_{\text{дг1}}} = 0,15$ .

Определяем коэффициент чувствительности. Первичный ток срабатывания при отсутствии торможения:

$$I_{\text{СЗ}} = I_{\text{перв.ном}} \cdot \frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{НОМ}}}, \quad (117)$$

$$I_{\text{СЗ}} = 31,629 \cdot 0,5 = 15,814 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности при КЗ на стороне НН:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗминВН}}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{189}{15,814} = 11,933 > 2. \quad (118)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты ДЗТ-3. Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2  $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{НОМ}}}$ , а уставка по времени – порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем рекомендуемые значения уставок:  $\frac{I_{\text{д1}}}{I_{\text{НОМ}}} = 0,1$ ;  $T = 10 \text{ с.}$

### 7.2.3 Расчёт уставок перегрузки трансформатора

Контроль перегрузки двухобмоточного трансформатора обеспечивается с помощью котроля за током в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотках ВН и НН. Уставки задаются во

вторичных значениях токов своей стороны напряжения, т.е. приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки:

$$I_{с.з.п} = \frac{I_{ном} \cdot k_{отс.п}}{k_{в}}, \quad (119)$$

где  $k_{отс.п}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$k_{в}$  - коэффициент возврата равен 0,95.

Номинальный ток определяется с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения:

$$I_{с.з.п.ВН} = \frac{0,26 \cdot 1,05 \cdot 1,05}{0,95} = 0,302 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.п.НН} = \frac{2,89 \cdot 1,05 \cdot 1,05}{0,95} = 3,354 \text{ А.}$$

#### 7.2.4 Газовая защита трансформатора

На трансформаторах мощностью 6,3 МВА газовая защита является обязательной составляющей. Она реагирует на поток газов из бака трансформатора, которые выделяются при разложении масла из-за повреждений. Действует на сигнал при слабом потоке и на отключение при сильном.

Для защиты трансформаторов на ПС 110 кВ Нейбута применим реле типа РГТ-50, они используются в трансформаторах мощностью до 10 МВА. Уставка по скорости потока масла равняется 0,65 м/с. При этом время срабатывания реле может составлять  $t_{с.р} = 0,05\text{--}0,5$  с.

#### 7.3 Автоматика

Если на подстанции работает два трансформатора, то при падении напряжения до недопустимых величин, либо при обесточивании трансформатора защита минимального напряжения воздействует на устройство автоматического ввода резерва (АВР).

На вводных выключателях низкого напряжения трансформатора может быть реализовано автоматическое повторное включение выключателя (АПВ), однократно восстанавливающее питание трансформатора в случае его отключения действием той или иной защиты.

## 8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

### 8.1 Расчёт капиталовложений

Капитальные вложения определяются:

$$K = K_{\text{ПС}} + K_{\text{Л}} . \quad (120)$$

где  $K_{\text{ПС}}$  - капитальные вложения на сооружение подстанций;

$K_{\text{Л}}$  - капитальные вложения на сооружение линий.

Капиталовложения на сооружение подстанции:

$$K_{\text{ПС}} = (K_{\text{ОТ.З}} + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{РУ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{КУ}}) \cdot K_{\text{П}} \cdot K_{\text{З}} . \quad (121)$$

где  $K_{\text{ОТ.З}}$  – стоимость отвода земли для строительства ПС;

$K_{\text{ПОСТ}}$  – постоянная часть затрат, для схемы мостик – 110 – 5АН, принимаем 7000 тыс. руб

$K_{\text{РУ}}$  – стоимость распределительных устройств, принимаем для одного элегазового выключателя на 110 кВ 11000 тыс. руб;

$K_{\text{ТР}}$  – затраты на установку трансформатора, принимаем 3200 тыс. руб;

$K_{\text{КУ}}$  – стоимость компенсирующих устройств, т.к. КУ устанавливается на стороне НН (10 кВ) в количестве 8 штук мощностью по 100 кВАр, то принимаем  $K_{\text{КУ}} = 126,4$  тыс. руб;

$K_{\text{П}}$  – переводной коэффициент, принимаем равным 11;

$K_{\text{З}}$  – зональный повышающий коэффициент, принимаем для Дальнего Востока 1,4.

Стоимость отвода земли для строительства ПС определяется по формуле:

$$K_{\text{ОТ.З}} = S_{\text{ОТ.З}} \cdot C_{\text{ОТ.З}} = 2392 \cdot 7 = 16744 \text{руб} \cdot \text{м}^2 . \quad (122)$$

где  $S_{от.з}$  – площадь отвода земли для строительства ПС, для ПС 110 кВ принимаем 2392 м<sup>2</sup>;

$Ц_{от.з}$  – стоимость отвода земли, принимаем 7 руб за м<sup>2</sup>.

Тогда капиталовложения на сооружение подстанции:

$$K_{ПС} = (16,74 + 7000 + 33000 + 3200 + 1206,4) \cdot 11 \cdot 1,4 = 733396,418 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения на сооружения линии:

$$K_{Л} = (K_{КЛ} + K_{ПП}) \cdot K_{П} \cdot K_{З}. \quad (123)$$

где  $K_{КЛ}$  – стоимость строительства линии;

$K_{ПП}$  – стоимость строительства переходного пункта для КЛ, принимаем равным 10000 тыс. руб.

Стоимость строительства линии определяется по формуле:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot l = 25000 \cdot 0,6 = 15000 \text{ тыс. руб.} \quad (124)$$

где  $K_0$  – удельные затраты на 1 км кабеля принимаем 25000 тыс. руб/км.

Тогда капиталовложение на сооружение линий:

$$K_{Л} = (15000 + 10000) \cdot 11 \cdot 1,4 = 385000 \text{ тыс. руб.}$$

## 8.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года, определяются как:

$$И_{\Sigma} = И_{ЭиР} + И_{АМ} + И_{ДВ}. \quad (125)$$

где  $I_{ЭИР}$  – издержки на эксплуатацию и ремонт;

$I_{АМ}$  – издержки на амортизацию;

$I_{ΔW}$  – затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяют по формуле:

$$I_{ЭИР} = \alpha_{но.л} \cdot K_{Л} + \alpha_{но.пс} \cdot K_{Пс}. \quad (126)$$

где  $\alpha_{но.л}$  – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, для ВЛ 35 кВ и выше, для кабеля принимаем равным 0,025;

$\alpha_{но.пс}$  – нормированные отчисления на ремонт и эксплуатацию ПС, для ПС 110 кВ принимаем 0,059.

$$I_{ЭИР} = 0,025 \cdot 15000 + 0,059 \cdot 385000 = 52895,389 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СР}}. \quad (127)$$

где  $T_{СР}$  – срок службы оборудования, принимаем 20 годам.

$$I_{АМ} = \frac{1118396,418}{20} = 55919,821 \text{ тыс. руб/год.}$$

Затраты сетевой организации на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих в электросетевом комплексе, определяются по формуле:

$$I_{ΔW} = \Delta W + T_{пот}, \quad (128)$$

где  $\Delta W$  – потери в элементах сети.

Потери в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{Л}} \cdot T_{\text{max}} + \Delta W_{\text{Л}} \cdot T_{\text{min}} + \Delta W_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{max}} + \Delta W_{\text{ТР}} \cdot T_{\text{min}}, \quad (129)$$

где  $\Delta W_{\text{Л}}$  – потери электрической энергии в линиях;

$\Delta W_{\text{ТР}}$  – потери электрической энергии в трансформаторах.

Потери взяты из ПВК RasrtrWin3.

$$\begin{aligned} \Delta W &= 0,07 \cdot 5900 + 0,07 \cdot 2860 + 0,33 \cdot 5900 + 0,33 \cdot 2860 = \\ &= 3504 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

$$И_{\Delta W} = 3504 + 3,7 = 12964,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$И_{\Sigma} = 52895,389 + 55919,821 + 12964,8 = 121780,01 \text{ тыс. руб.}$$

### 8.3 Определение эксплуатационных затрат

Затраты:

$$З = И_{\Sigma} + E_{\text{Н}} \cdot K, \quad (130)$$

где  $И_{\Sigma}$  – суммарные издержки производства, тыс.руб;

$E_{\text{Н}}$  – нормативный коэффициент экономической эффективности;

$K$  – капиталовложение в сооружение электросетевого комплекса, тыс.руб.

Нормативный коэффициент определяется по следующей формуле:

$$E_{\text{Н}} = \frac{1}{T_{\text{Н}}} = \frac{1}{7} = 0,143, \quad (131)$$

где  $T_{\text{Н}}$  – срок окупаемости проекта.

Тогда затраты:

$$З = 121789,01 + 0,143 \cdot 1118396,418 = 281550,926 \text{ тыс. руб.}$$

#### 8.4 Срок окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного потока от нового проекта покроет сумму вложенных в него средств.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{P_{ч} + I_{AM}}, \quad (132)$$

где  $K$  – капитальные вложения, тыс. руб.;

$P_{ч}$  – чистая прибыль, тыс. руб.;

$I_{AM}$  – амортизационные отчисления, тыс. руб..

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после вычетов налогов, зарплат, закупки оборудования, аренды и прочих.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{ч} = O - I_{\Sigma} - H, \quad (133)$$

где  $O$  - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

$I_{\Sigma}$  - издержки, тыс.руб;

$H$  - налог на прибыль. На 2024 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер}, \quad (134)$$

где  $W_{\text{ПО}}$  – полезный отпуск, кВт·ч;

$T_{\text{пер}}$  – тариф на передачу электроэнергии, составляет XX руб./кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{ПО}} = \sum P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} = 15000 \cdot 5900 = 88500000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (135)$$

По формуле (XX) находим доход от полезного отпуска электроэнергии:

$$O = 88500000 \cdot 3,5 \cdot 10^{-3} = 309750 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже:

$$H = 0,2 \cdot (O - И_{\Sigma}) \quad (136)$$

$$H = 0,2 \cdot (309750 - 121780,01) = 375593,998 \text{ тыс.руб}$$

Рассчитываем чистую прибыль по формуле (133):

$$П_{\text{ч}} = 309750 - 121780,01 - 37593,998 = 150375,992 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ОК}} = \frac{1118396,418}{150375,992 + 55919,824} = 5,421 \text{ года.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$C = \frac{И_{\Sigma}}{W_{\text{ПО}}} = \frac{121780010}{88500000} = 1,376 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}. \quad (137)$$

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Настоящий раздел охватывает основные требования техники безопасности при осмотре и оперативном обслуживании подстанции 110 кВ Нейбута, включая технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности работ в электроустановках. Также представлена оценка воздействия трансформаторов на окружающую среду (шумовое загрязнение) и рассмотрены потенциальные чрезвычайные ситуации на подстанции.

### 9.1 Безопасность

Безопасность - это состояние деятельности, характеризующееся контролируемой вероятностью возникновения опасностей, негативно воздействующих на здоровье человека [22].

#### 9.1.1 Безопасность при осмотрах и оперативном обслуживании подстанции

Оперативный персонал, единолично обслуживающий электроустановки или старший по смене должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные работники в смене - группу не ниже III.

Не допускается приближение людей, автомобилей, подъемных сооружений и различных механизмов к находящимся под напряжением неогражденным или неизолированным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице 1 [23].

Таблица 44 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и подъемных сооружений, м
6	0,6	1,0
110	1,0	1,5

Единолично осматривать электроустановки может работник, имеющий III группу по электробезопасности, осуществляющий оперативное обслуживание данной электроустановки, находящийся на дежурстве, или работник из числа

административно-технического персонала, имеющий группу V по электробезопасности.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств, но не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения оперативного персонала.

Двери помещений подстанции, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок.

9.1.2 Организационные мероприятия по обеспечению безопасного проведения работ в электроустановках

К организационным мероприятиям, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, относят [23]:

- оформление работ нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работники, ответственные за безопасное ведение работ в электроустановках:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;

- члены бригады.

Организационно-распорядительным документом организации оформляется предоставление прав работникам, выдающим наряд-допуск, распоряжение, выдающим разрешение на подготовку рабочего места и допуск допускающему, ответственному руководителю работ, производителю работ, наблюдающему, а также права проведения единоличного осмотра электроустановок [23].

Возможно выполнение работником обязанностей допускающего и выдающего разрешение на подготовку рабочего места и допуск, при наличии у допускающего прав оперативного управления оборудованием и прав ведения оперативных переговоров с работниками, выполняющими необходимые отключения и заземления оборудования на объектах.

Допускающий из числа оперативного персонала имеет право выполнять обязанности члена бригады.

При выполнении работ под напряжением подготовку рабочего места и допуск бригады выполняет ответственный руководитель работ или производитель работ допущенный к выполнению работ под напряжением.

Численность бригады и ее состав с учетом квалификации членов бригады по электробезопасности должны определяться исходя из условий выполнения работы, а также возможности обеспечения надзора за членами бригады со стороны производителя работ или наблюдающего.

Член бригады, руководимой производителем работ, при выполнении работ должен иметь группу III по электробезопасности.

В состав бригады на каждого члена бригады, имеющего группу по электробезопасности не ниже III, допускается включать одного работника, имеющего группу II по электробезопасности, при этом общее число членов бригады, имеющих группу II по электробезопасности, не должно превышать трех.

Оперативный персонал, находящийся на дежурстве, по разрешению работника из числа вышестоящего оперативного персонала, допускается

привлекать к работе в бригаде с записью в оперативном журнале с оформлением распоряжения или наряда-допуска в журнале учета работ по нарядам-допускам и распоряжениям.

9.1.3 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках

Для безопасного выполнения работ со снятием напряжения в электроустановках необходимо реализовать комплекс технических мер, включающий последовательное выполнение следующих этапов [23]:

- отключение электроустановки;
- принятие мер, исключающих случайную или ошибочную подачу напряжения на рабочее место;
- вывешивание запрещающих плакатов, информирующих об отключении;
- проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях;
- заземление токоведущих частей с вывешиванием указательных плакатов "Заземлено";
- при необходимости, ограждение рабочего места и оставшихся под напряжением элементов;
- размещение предупреждающих и предписывающих плакатов.

При подготовке рабочего места для выполнения работ под напряжением на токоведущих частях электроустановки необходимо выполнить следующие технические мероприятия [23]:

- принять меры, препятствующие повторному включению под напряжение отключившихся действием защит электроустановок, на которых выполняются работы под напряжением, посредством действия автоматического повторного включения или автоматического включения резерва;
- на приводах ручного, на ключах дистанционного управления коммутационными аппаратами должны быть вывешены запрещающие плакаты.

Работы, выполняемые под напряжением на токоведущих частях в электроустановках, должны содержаться в перечне работ, разрешенных к выполнению под напряжением на токоведущих частях в электроустановках,

который подписывается техническим руководителем или ответственным за электрохозяйство и утверждается руководителем организации или руководителем обособленного подразделения.

#### 9.1.4 Безопасность при выполнении работ на силовых трансформаторах

Осмотр силовых трансформаторов выполняется с земли или со стационарных лестниц с поручнями с соблюдением расстояний до токоведущих частей [23].

Отбор газа из газового реле выполняется после отключения трансформатора.

Работы, связанные с выемкой активной части из бака трансформатора или поднятием колокола, должны выполняться по проекту производства работ.

Работать внутри бака трансформатора имеют право только специально подготовленные рабочие в спецодежде, защищающей тело от перегрева и загрязнения маслом, в защитной каске, перчатках и резиновых сапогах. Перед проникновением внутрь - удалить газы и обеспечить вентиляцию с содержанием кислорода в воздухе не менее 20%.

Работа производится по наряду-допуску тремя работниками, двое из которых - страхующие. Производитель работ при этом должен иметь группу IV по электробезопасности.

Освещение при работе внутри трансформатора обеспечивается переносными светильниками напряжением не более 12 В с защитной сеткой и только заводского исполнения или аккумуляторными фонарями. При этом разделительный трансформатор для переносного светильника должен быть установлен вне бака трансформатора.

Работы с трансформаторным маслом должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

В процессе слива и залива трансформаторного масла в силовой трансформатор напряжением его вводы должны быть заземлены [23].

## 9.2 Экологичность

Силовые трансформаторы в городской среде являются источником шумового загрязнения. В частности, работа трансформатора с системой охлаждения М (естественная циркуляция воздуха и масла) сопровождается электромагнитным шумом.

Шум силовых трансформаторов, особенно большой мощности, как правило, складывается из двух основных составляющих: электромагнитного и аэродинамического шума. В трансформаторах малой мощности, охлаждение которых происходит естественным путем за счет воздушной конвекции, присутствует только электромагнитная составляющая.

Электромагнитный шум появляется из-за нескольких процессов внутри трансформатора [22]:

- магнитострикция сердечника.
- силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Доминирующей составляющей в спектре шума трансформаторов является электромагнитная, причем она существенна в диапазоне частот примерно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора чётко выражены тональные составляющие, частота которых равна удвоенной частоте электрической сети, и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение.

Аэродинамический шум вызван движением потока воздуха, который создается системой механической вентиляции. Спектр аэродинамического шума, вызванный циркуляцией воздуха, непрерывный вследствие случайных распределений многих завихрений, следующих по поверхности вращения [22].

Данные для расчёта шумового загрязнения, создаваемого трансформаторами, подключаемой подстанции Нейбута приведены в таблице 3.

Таблица 45 – Данные для расчёта шумового загрязнения, создаваемого трансформаторами

Количество трансформаторов	Марка трансформаторов	Расположение ПС относительно прилегающих территорий
2	ТМН-6300/110	Территория, непосредственно прилегающая к зданиям жилых домов

Уровень шума определяется в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. В соответствии с таблицей 5.35 колонка № 13 допустимый уровень шума для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов равен 45 дБА [23].

Корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов определяются в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения.

Для силовых трансформаторов подстанции Нейбута типовой мощностью 6,3 МВА, классом напряжения 110 кВ с системой охлаждения М, корректированный уровень звуковой мощности составляет 82 дБА [25].

Далее определяем минимальное расстояние от ПС до зданий жилых домов.

Для силовых трансформаторов можно принять, что источник шума имеет показатель направленности равный 1, а его корректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ . Таким образом, в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума, создаваемый данным источником будет равным  $L_A$ , что показано на рисунке 16.

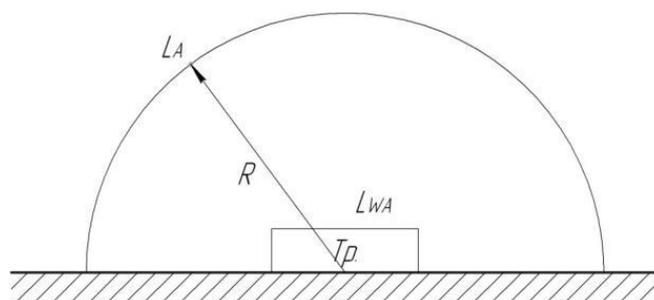


Рисунок 16 – Излучение шума трансформатором

Исходя из ГОСТ 12.2.024-87, для данной ситуации выполняется следующее соотношение [25]:

$$L_{WA} = L_A + 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}, \quad (138)$$

где  $S$  – площадь поверхности полусферы,  $m^2$ ;

$$S_0 = 1 m^2.$$

Применяя формулу (107) к оценке шума эксплуатируемого трансформатора, уровень звука на расстоянии  $R > 30$  м можно определить по выражению:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0}, \quad (139)$$

$$\text{где } S = 2\pi R^2.$$

На ПС Нейбута предполагается установка двух силовых трансформаторов. Её расположение относительно рассматриваемой территории соответствует рисунку 17. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l = 18$ .

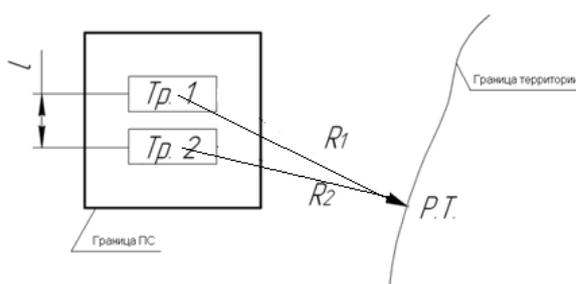


Рисунок 17 – Схема расположения ПС относительно жилых домов

С целью определения минимального расстояния от источников, находящихся на ПС, до границы жилой застройки по формуле (107) необходимо сделать следующие допущения:

- Ввиду малого расстояния  $l$  между трансформаторами и значительной удалённости  $R_1 \gg l$ ,  $R_2 \gg l$ , то несколько источников можно рассматривать как

один. В таком случае его скорректированный уровень звуковой мощности будет определяться следующим образом:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 82} = 85,01, \quad (140)$$

где  $N$  – количество источников шума;

$L_{WAi}$  – скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

- На границе жилой застройки уровень звука должен равняться допустимому уровню звука  $L_A(R)=DU_{LA}$ . Отсюда следует  $R=R_{min}$ .

На основании сделанных допущений выражение (138) можно представить в следующем виде:

$$DU_{LA} = L_{WA\Sigma} - 10 \cdot \lg \frac{2 \cdot \pi \cdot R_{min}^2}{S_0}, \quad (141)$$

Выразив переменную  $R_{min}$  из формулы (141) и подставив значения, получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma}-DU_{LA})}}{2 \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(85,01-45)}}{2 \cdot \pi}} = 39,942. \quad (142)$$

Любое  $R \geq R_{min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{min}=L_{CЗЗ}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму [22].

### 9.3 ЧС

Чрезвычайная ситуация — это критическая обстановка на конкретной территории, являющаяся следствием опасных происшествий (аварии, опасного природного явления, стихийного или иного бедствия), приводящая к

человеческим жертвам, ущербу здоровью людей или окружающей среде, крупным материальным убыткам и нарушению нормальной жизнедеятельности.

В процессе эксплуатации ПС возникает вероятность развития нештатных ситуаций, обусловленных отказами оборудования и нарушениями технологических процессов.

Чрезвычайные ситуации на подстанциях и факторы, способствующие их возникновению:

- Пожары и взрывы. Данный тип ЧС может быть спровоцирован ошибками персонала при огневых работах или эксплуатации оборудования; дефектами монтажа и ремонта, приводящими к перегреву контактов и дуговым разрядам; отказом систем релейной защиты и автоматики; а также воздействием атмосферных и коммутационных перенапряжений при отсутствии или неисправности защитных устройств.

- Экологические аварии с выбросом опасных веществ. Утечки трансформаторного масла, приводящие к загрязнению окружающей среды, могут быть следствием повреждения оборудования персоналом при обслуживании; негерметичных соединений из-за дефектов монтажа или ремонта.

- Отказы оборудования. Внезапные выходы из строя ключевых элементов подстанции могут быть связаны с неправильной установкой или некачественными соединениями при монтаже или ремонте; неэффективной работой систем защиты, допускающей работу оборудования в аварийных режимах; а также воздействием атмосферных и коммутационных перенапряжений, приводящих к пробое изоляции. Неправильная эксплуатация или несвоевременное обслуживание персоналом также способствуют ускоренному износу и отказам оборудования.

- Стихийные бедствия. Эффективность систем молниезащиты при атмосферных перенапряжениях является важным аспектом готовности подстанции к таким событиям. Также для территории Приморья характерны ледяные дожди, способные вызвать интенсивные обледенения проводов и

оборудования, приводя к их обрывам и повреждениям. Таким образом, недостатки в подготовке к стихийным бедствиям могут усугубить последствия воздействия на оборудование.

- Террористические акты и противоправные действия.

Способы предупреждения чрезвычайных ситуаций на подстанции:

- Регулярное техническое обслуживание и диагностика оборудования.

Проведение плановых осмотров, ремонтов, испытаний и измерений параметров электрооборудования позволяет своевременно выявлять и устранять потенциальные дефекты.

- Контроль качества монтажных и ремонтных работ. Строгий контроль качества выполняемых работ являются критически важными для предотвращения дефектов, которые могут привести к авариям.

- Установка современных систем защит, регулярные проверки и испытания устройств РЗА гарантируют их надежное срабатывание при возникновении аварийных режимов.

- Создание маслоприёмных устройств и систем маслоотвода для предотвращения распространения масла при утечках.

- Оборудование подстанции системами пожаротушения и пожарной сигнализации.

- Ограждение территории подстанции.

- Заземление и молниезащита оборудования.

- Повышение квалификации и обучение персонала. Регулярное обучение оперативного и ремонтного персонала, проведение противоаварийных тренировок и инструктажей способствуют снижению вероятности ошибок, связанных с человеческим фактором.

Учитывая, что значительное число аварийных ситуаций на подстанциях, будь то короткие замыкания, перегрев оборудования или пробой изоляции, несут в себе высокий риск возникновения пожаров, обеспечение надлежащего уровня пожарной безопасности является неотъемлемой частью комплекса мер по предотвращению чрезвычайных ситуаций и минимизации их последствий. Далее

будут рассмотрены некоторые аспекты обеспечения пожарной безопасности на подстанции [26]:

- Маслоприемники и маслоотводы должны быть исправны. Гравийная засыпка в маслоприемниках должна быть чистой и без растительности. Необходимо контролировать работу маслоотводов и заполненность аварийных емкостей. Бортовые ограждения маслоприемников должны быть целыми.

- Стационарные установки пожаротушения должны быть работоспособны.

- При утечке масла необходимо принимать меры по ее устранению.

- При пожаре необходимо обеспечить безопасность персонала, затем отключить и заземлить оборудование, вызвать противопожарную службу, контролировать работу пожарной установки, слив масла при этом запрещен.

- Ввод в эксплуатацию без действующих противопожарных систем запрещен.

- Помещения ЗРУ должны быть чистыми, уборка - не реже раза в год. Запрещено хранение посторонних и горючих материалов в ЗРУ.

- Для очистки оборудования используются пожаробезопасные средства.

- На территории необходимо удалять траву, выжигание запрещено, наличие растительности не допускается.

- На территории подстанции должно быть оборудовано место заземления для пожарной техники.

- Подстанции без обслуживающего персонала первичными средствами пожаротушения не обеспечиваются, кроме ящиков с песком у трансформаторов. При этом в автомобилях оперативно-выездной бригады должно быть не менее четырех углекислотных или порошковых огнетушителей массой 5 кг каждый.

- При проведении ремонтов место их проведения обеспечивается переносными средствами пожаротушения, о чем должна быть соответствующая запись в наряде.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы была решена задача технологического присоединения новых потребителей к электрической сети Приморского края, а также интеграция подстанции 110 кВ Нейбута в существующую сетевую инфраструктуру. Актуальность темы обусловлена ростом электрических нагрузок в городе Владивостоке, который, согласно заявкам на технологическое присоединение, требует дополнительных мощностей для обеспечения бесперебойного электроснабжения.

Подстанция Нейбута была подключена к существующей кабельно-воздушной линии электропередачи в рассечку. Такой подход обеспечил возможность подключения новых потребителей с минимальными затратами.

Оборудование было выбрано с учётом климатических характеристик в климатическом исполнении У в соответствии с ГОСТ 15150-69, с учётом увеличения нагрузок в соответствии с [4] предполагается прирост нагрузки равный 3,05%, также при выборе произведена проверка на термическую и динамическую стойкость оборудования.

Таким образом, выполненная работа по реконструкции электрических сетей и технологическому присоединению новых потребителей, в том числе через подключение подстанции Нейбута, позволяет эффективно справляться с растущими нагрузками и обеспечивать надёжное энергоснабжение на долгосрочную перспективу.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Владивосток Электронный ресурс // RuWikiRu : Свободная энциклопедия. URL: <https://ru.ruwiki.ru/wiki/Владивосток> (дата обращения: 25.05.2025)
- 2 Роза ветров в населённом пункте Владивосток Электронный ресурс // MeteoCast. URL: <https://ru.meteocast.in/windrose/ru/vladivostok> (дата обращения: 25.05.2025)
- 3 СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99\*. Строительная климатология». — Москва: Минстрой России, 2020. — 154 с.
- 4 Обосновывающие материалы схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы. Энергосистема Приморского края. — Москва: Министерство энергетики РФ, 2024. — 236 с.
- 5 ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования».
- 6 Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети. Часть 2 : учебное пособие / Н. В. Савина ; Амур. гос. ун-т, Энергет. фак. — Благовещенск : АмГУ, 2022. — 248 с.
- 7 Приказ Минэнерго РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».
- 8 Герасимова, В. Г. Электротехнический справочник. Том 2 : Электротехнические изделия и устройства / В. Г. Герасимова. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2017. — ISBN 978-5-383-01174-4. — Текст : электронный // ЭБС «Консультант студента» : [сайт]. — URL: <https://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383011744.html> (дата обращения: 02.06.2025).

9 Герасимова, В. Г. Электротехнический справочник : В 4-х томах. Том 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / В. Г. Герасимова. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2017. — ISBN 978-5-383-01175-1. — Текст : электронный // ЭБС «Консультант студента» : [сайт]. — URL: <https://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383011751.html> (дата обращения: 02.06.2025).

10 Хрущев, Ю. В. Электроэнергетические системы и сети. Электромеханические переходные процессы : учебное пособие для вузов / Ю. В. Хрущев, К. И. Заповодников, А. Ю. Юшков. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 153 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-02713-6. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт сайт. — URL: <https://urait.ru/bcode/451312>.

11 Мясоедов, Ю. В. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах Электронный ресурс: учеб. пособие. Ч. 1 / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, эн. ф. — Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. — 104 с. — URL: <http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSUEdition/7128.pdf> (дата обращения: 02.06.2025).

12 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. — Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. — 114 с. — URL: <http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSUEdition/7076.pdf> (дата обращения: 02.06.2025).

13 Мясоедов, Ю. В. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. — Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2021. — 164 с.

14 СТО 34.01-3.1-002-2016 Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ.

15 СТО 34.01-21.1-001-2017 Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ. Требования к технологическому проектированию.

16 Жарикова, Е. А. Почвы Владивостока: основные характеристики и свойства // Вестник ДВО РАН. — 2012. — № 3 (163). — URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/pochvy-vladivostoka-osnovnye-harakteristiki-i-svoystva> (дата обращения: 02.06.2025).

17 Савина, Н. В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, эн. ф. — Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. — 191 с. — URL: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf) (дата обращения: 02.06.2025).

18 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, эн. ф.; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. — Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. — 106 с. — URL: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7364.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7364.pdf) (дата обращения: 02.06.2025).

19 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки «Электроэнергетика и электротехника» / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, эн. ф. — 4-е изд., испр. — Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. — 160 с. — URL: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/9689.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf) (дата обращения: 02.06.2025).

20 Булычев, В. А. Основные защиты линий. Рекомендации по выбору параметров срабатывания : учебное пособие / В. А. Булычев, Ю. В. Бычков, З. В. Ясина. — Чебоксары : ИПК РЗА, 2019. — 160 с.

21 Ершов, А. М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6–10–110–220 кВ : учебное пособие / А. М. Ершов. — Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2015. — 152 с.

22 Булгаков, А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике : учебное пособие / А. Б. Булгаков. — Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2020. — 89 с.

23 Приказ Минтруда России от 15 декабря 2020 г. № 903н (ред. от 29 апреля 2022 г.) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». Зарегистрирован в Минюсте России 30 декабря 2020 г. № 61957.

24 СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

25 ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.

26 СТО 34.01-27.1-001-2014. Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ОАО «Россети». Разработан: Курганов А. В., Зуйкова О. В.; при участии ООО «Пожэнерго», Кульков А. А., Костюченков Д. К.

27 ГОСТ Р 59279-2020. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций.

28 ГОСТ Р 56303-2014. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению.

29 Правила устройства электроустановок: все действующие разделы и главы шестого и седьмого изданий / под ред. коллектив авторов. — Москва : ЭНАС, 2019. — 672 с. — ISBN 978-5-4248-0162-4. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/173340> (дата обращения: 02.06.2025). — Для авторизованных пользователей.

30 Приказ Министерства энергетики РФ от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548».

31 ГОСТ 7746—2015 Трансформаторы тока.









## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### РАСЧЁТ ТОКОВ КЗ

$$S_6 := 1000 \text{ МВА} \quad U_{61} := 115 \quad U_{62} := 10.5$$

$$I_{61} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = 5.02 \quad I_{62} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = 54.986$$

$$E_C := 1 \quad S_{КЗ.С} := 3000$$

$$X_C := \frac{S_6}{S_{КЗ.С}} = 0.333$$

Сопротивление линии:

$$\text{АПвПу2г} \quad X_{Л.АПвПу2г} := X_0 \cdot L_{АПвПу2г} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.005 \text{ о.е.}$$

$$\text{от ЗУ до кабеля} \quad X_{Л1\_2} := 0.625 \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = 0.047 \text{ о.е.}$$

$$\text{от ЗУ до ПС Нейбута} \quad X_{Л} := X_{Л1\_2} + X_{Л.АПвПу2г} = 0.052 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

ТМН-6300/110

$$S_{Т.ном} := 6.3 \quad U_K := 10.5$$

$$X_T := \frac{U_K \cdot S_6}{100 \cdot S_{Т.ном}} = 16.667$$

**Расчет токов К1**

$$X_1 := X_C + X_{Л} = 0.385$$

$$I_{П0.К1} := \frac{E_C}{X_1} \cdot I_{61} = 13.025 \quad \text{кА}$$

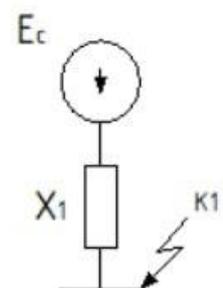
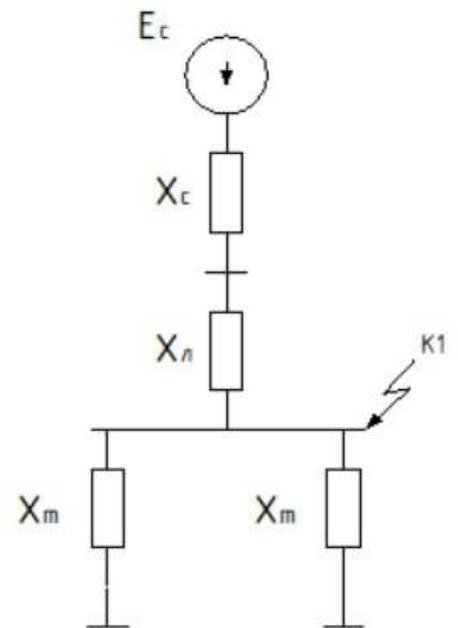
$$T_{a1} := 0.02$$

Ударный ток КЗ:

$$I_{уд.К1} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.К1} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a1}}\right)} \right] = 29.593 \quad \text{кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{\infty 0.К1} := \sqrt{2} \cdot I_{П0.К1} = 18.42 \quad \text{кА}$$



## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Расчет токов К2

$$X_2 := X_C + X_L + X_T = 17.052$$

$$I_{\text{П0.К2}} := \frac{E_C}{X_2} \cdot I_{\text{б2}} = 3.225$$

$$T_{\text{а2}} := 0.05$$

$$I_{\text{уд.К2}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0.К2}} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{\text{а2}}}\right)} \right] = 8.294 \quad \text{кА}$$

Апериодическая составляющая тока К3:

$$i_{\text{а0.К2}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0.К2}} = 4.56 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{П0.К1}} = 13.025 \quad I_{\text{уд.К1}} = 29.593 \quad i_{\text{а0.К1}} = 18.42$$

$$I_{\text{П0.К2}} = 3.225 \quad I_{\text{уд.К2}} = 8.294 \quad i_{\text{а0.К2}} = 4.56$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Расчет заземления

Схема: Мостик с выключателями со стороны трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

$$U_{\text{ном}} := 110 \text{ кВ}$$

Состав грунта 1/2 слоя: супесок/суглинок

$$\text{Число ячеек: } n_{\text{я}} := 2$$

$$\text{Толщина первого слоя грунта: } \tau_1 := 0.6 \text{ м}$$

$$\text{Кол-во линий 110 кВ: } n_{\text{л}} := 2$$

$$\text{Толщина второго слоя грунта: } \tau_2 := 0.6 \text{ м}$$

Климатическая зона: IV

$$\text{Удельное сопротивление 1 слоя: } \rho_1 := 70 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\text{Сечение линии: } 800 \text{ мм}^2 \text{ - КЛ и } 300 \text{ мм}^2 \text{ - ВЛ} \quad \text{Удельное сопротивление 2 слоя: } \rho_2 := 32 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$\text{Ток КЗ: } I_{\text{одн.КЛ}} = 12.538 \text{ кА}$$

$$\text{Время отключения } t_{\text{с.з}} := 0.2 \text{ с}$$

Коэффициент, зависящий от вида проводника:  $\beta := 74$  для стали

1) Расчёт заземлителя

$$\text{Длина } a := 52 \text{ м} \quad b := 46 \text{ м}$$

$$S := (a + 1.5 \cdot 2)(b + 1.5 \cdot 2) = 2695 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтального луча-электрода в сетке в виде прутков диаметром  $D := 10 \text{ мм}$

Проверка на термическую стойкость

$$F_{\text{мех}} := \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 = 78.54$$

$$F_{\text{терм}} := \sqrt{\frac{(I_{\text{одн.КЛ}} \cdot 10^3)^2 \cdot t_{\text{с.з}}}{400 \cdot \beta}} = 32.59 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость

$$\text{Коэффициенты аппроксимации: } a_k := 0.0026 \quad b_k := 0.00915 \quad c_k := -0.0104 \quad \alpha_k := 0.0224$$

Время использования заземлителя:  $T := 240 \text{ мес}$

$$S_{\text{ср}} := a_k \cdot (\ln(T))^3 + b_k \cdot (\ln(T))^2 + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.668$$

$$F_{\text{кор}} := 3.14 \cdot S_{\text{ср}} \cdot (D + S_{\text{ср}}) = 22.386 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{min}} := F_{\text{терм}} + F_{\text{кор}} = 54.976 \text{ мм}^2$$

$$F_{\text{мех}} > F_{\text{min}}$$

$$78.54 > 54.976$$

Условие выполняется

Для IV климатической зоны толщина слоя сезонного изменения сопротивления грунта:  $H_{\text{сез}} := 1 \text{ м}$

Глубина заложения верхнего конца вертикального прутка:  $h_3 := 0.5 \text{ м}$

Диаметр вертикального прутка:  $d_{\text{в}} := 10 \text{ мм}$

Длина вертикального прутка:  $l_{\text{в}} := 7 \text{ м}$

Расстояние между полосами сетки:  $k := 6 \text{ м}$

$$\text{Общая длина горизонтальных полос: } L_{\text{г}} := (a + 3) \cdot \frac{(b + 3)}{k} + (b + 3) \cdot \frac{(a + 3)}{k} = 898.333 \text{ м}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Число ячеек:  $m := \text{ceil}\left[\frac{L_T}{(2\sqrt{S})}\right] = 9$

Уточняется длина горизонтальных полос:  $L_{T,y} := 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1038.268$

Расстояние между вертикальными электродами:  $c_E := 12 \text{ м}$

$$A := \text{ceil}\left(\frac{b + 4}{12}\right) = 5$$

Количество вертикальных электродов:  $n_E := \text{ceil}\left(\frac{4\sqrt{S}}{c_E}\right) = 18$

$$B := \text{ceil}\left(\frac{a + 4}{6}\right) = 10$$

$$\frac{l_E}{\sqrt{S}} = 0.135$$

$$\rho := 45 \quad \text{Ом} \times \text{м}$$

Вспомогательный коэффициент:  $A := 0.356$  находится с помощью интерполяции

Стационарное сопротивление заземлителя в виде сетки:  $R_{\text{ст}} := \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_{T,y} + n_E \cdot l_E}\right) = 0.347 \quad \text{Ом}$

Ток молнии:  $I_M := 60 \text{ кА}$

Импульсный коэффициент:  $\alpha_{\text{и}} := \sqrt{\frac{1500\sqrt{S}}{(\rho + 320)(I_M + 45)}} = 1.425$

Импульсное сопротивление заземлителя сетки:  $R_{\text{и}} := \alpha_{\text{и}} \cdot R = 0.495 \quad \text{Ом}$

$$R_{\text{и}} < R$$