

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой
_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие системы внешнего электроснабжения центральной части города Хабаровск

Исполнитель
студент группы 942-узб

подпись, дата

С.А. Голубев

Руководитель
профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента С.А. Голубев

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие системы внешнего электроснабжения центральной части города Хабаровск

(утверждена приказом от 03.04.2023г. №794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема 110 кВ города Хабаровск, однолинейная схема ПС Городская, контрольный замер Хабаровских электрических сетей декабрь 2022 года.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): физико-географическая и климатическая характеристика, характеристика элементов электро-энергетической системы, расчет и прогнозирование электрических нагрузок, разработка вариантов реконструкции распределительной сети, выбор оптимального варианта реконструкции сети, расчёт и анализ электрических режимов существующей сети, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, релейная защита и автоматика, оценка надежности предлагаемой схемы электроснабжения, заземляющее устройство подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): однолинейная схема сети 110 кВ города Хабаровск, варианты реконструкции сети 110 кВ города Хабаровск, результаты расчёта режимов сети 110 кВ, план ПС «Городская» 110/6 кВ на отметке 0,000 м, однолинейная схема ПС «Городская» 110/6 кВ, микропроцессорная защита силового трансформатора 110/6 кВ, микропроцессорная автоматика на стороне 6 кВ ПС Городская.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 с, 14 рисунков, 37 таблиц, 1 приложение, 31 использованный источник.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, УСТАНОВИВШИЕСЯ РЕЖИМЫ, РАСЧЁТНЫЕ ТОК, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ, СТАЦИОНАРНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ЕДИНИЦЫ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЗВЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ПОЖАРОБЕЗОПАСНОСТЬ.

Электрические сети напряжением 110 кВ центральной части города Хабаровск являются объектом проектирования в данной работе. При проектировании выполняется реконструкция воздушных линий и подстанции 110 кВ.

Цель выпускной квалификационной работы – проектирование варианта развития системы электроснабжения центральной части города Хабаровск в районе подключения ПС «Городская» 110/6 кВ. В работе выполнен анализ существующей сети 110 кВ, прогнозирование электрических нагрузок, выбор варианта реконструкции сети 110 кВ, расчет и анализ установившихся режимов расчёт токов КЗ, выбор распределительных устройств и оборудования подстанций, расчёт выбор технических средств для поддержания напряжения на шинах подстанций, расчёт молниезащиты ПС, расчёт надёжности электроснабжения, расчет релейной защиты и автоматики.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Физико-географическая и климатическая характеристика	9
2 Характеристика элементов электрической энергетической системы	10
2.1 Характеристика источников питания района	10
2.2 Характеристика электрических сетей	10
3 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	16
4 Разработка вариантов реконструкции распределительной сети	18
4.1 Выбор параметров сети предложенных вариантов	18
4.1.1 Выбор проводов воздушных и кабельных линий	18
4.1.2 Компенсация реактивной мощности	20
4.1.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	21
4.2 Формирование схем проектируемых вариантов.	23
5 Выбор оптимального варианта реконструкции сети	25
5.1 Определение капитальных вложений	25
5.2 Определение эксплуатационных издержек	26
5.3 Расчёт статических приведённых затрат	28
6 Расчёт и анализ электрических режимов существующей сети	30
6.1 Выбор начальных данных для расчета режимов	30
6.2 Расчет установившихся режимов	31
7 Расчет токов короткого замыкания	35
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	41
8.1 Выбор и проверка выключателей	41
8.2 Выбор и проверка разъединителей	49
8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	51
8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	59
8.5 Выбор и проверка токоведущих частей	62
8.6 Выбор и проверка изоляторов	67

8.7	Выбор и проверка комплектного распределительного устройства	68
8.8	Выбор ограничителей перенапряжения	70
8.9	Выбор предохранителей 10 кВ	77
8.10	Выбор системы оперативного тока	79
8.11	Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	79
8.12	Выбор аккумуляторных батарей	81
9	Релейная защита и автоматика	83
9.1	Расчет дифференциальной защиты трансформатора	83
9.2	Расчет максимальной токовой защиты трансформатора	88
9.3	Расчет защиты трансформатора от перегрузки	90
9.4	Газовая защита трансформатора	93
9.5	Включение обдува	93
9.6	Устройства автоматического включения резерва	94
10	Оценка надежности предлагаемой схемы электроснабжения	96
11	Заземляющее устройство подстанции	100
12	Безопасность и экологичность	104
12.1	Безопасность	104
12.2	Экологичность	108
12.3	Чрезвычайные ситуации	111
	Заключение	115
	Библиографический список	116
	Приложение А Расчёт режимов в ПО Mathcad	120

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высшее напряжение;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН - низшее напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ПС – подстанция;

РПН – регулирование под нагрузкой;

РУ – распределительное устройство;

ТН – трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ – трансформатор тока;

ЭЭС – электрическая энергетическая система;

ВВЕДЕНИЕ

Развитие Дальневосточного федерального округа за период с 2018 года, на который пришлось большое количество введенных в действие социальных и экономических программ поддержки, продолжает с каждым последующим годом набирать темп роста.

Дальневосточный федеральный округ задействован как площадка для реализации территорий опережающего развития, что стимулирует наращивание темпов роста экономики региона в целом, а по отдельным направлениям имеется существенный прогресс и прирост производства в связи со стремлением зарубежных компаний оставить свои активы на территории России [1].

В социальной области развитие наблюдается в связи с введением программ поддержки рынка ипотечного кредитования населения. Существенной особенностью подобной меры поддержки является послабления для населения ипотечных кредитов при реализации средств кредита на первичном рынке недвижимости, что послужило точкой роста количества предложений на первичном рынке недвижимости и активизацией деятельности девелоперов и федеральных застройщиков на территории Дальневосточного федерального округа. Итогом социальных мер поддержки населения явилась возросшая доля жилой застройки как центральной части города Хабаровск, так и его окраин. Существенное количество заявок на технологическое присоединение к сетям электроснабжения на данный момент требует создание резерва присоединяемой мощности тех центров питания, которые в пяти летний период рассматривались как открытые для присоединения центры питания.

В связи со складывающейся ситуацией в социально-экономической сфере Дальневосточного федерального округа требуется всесторонне способствовать развитию инженерной инфраструктуре, её состоянию, возможности поддерживать целостность и функционал для обеспечения развития зависимых направлений развития региона, в том числе промышленность и коммунально-бытовую сферы.

В данной выпускной квалификационной работе объектом проектирования принимаются электрические сети Центрального района Хабаровского края, которые относятся к зоне обслуживания филиалом АО «ДРСК» «Хабаровские ЭС». При разработке темы ВКР использованы данные о климатических характеристиках района проектирования, географическом расположении существующих электрических сетей города Хабаровск, проработана однолинейная схема и режимы работы сети 110-35 кВ города Хабаровск, использованы данные контрольного замера по филиалу АО «ДРСК» - «Хабаровские ЭС». Характеристики источников питания города Хабаровск и сетей города Хабаровск получены из Схемы и программы развития Хабаровского края [2].

Способ проектирования состоит из использования технических параметров действующих электрических сетей с обосновывающими расчётами перспективных режимов их работы.

Целью выполнения ВКР принимается предложение и обоснование варианта развития распределительной сети 110 кВ на участке питания ПС «Городская», при котором сохранится надёжность электроснабжения потребителей без привлечения существенных капитальных затрат.

Актуальность темы ВКР состоит в наличии предпосылок для развития центральной части города Хабаровск, что невозможно без развития электрических сетей высокого напряжения и повышения их надёжности.

Задачи, решаемые по мере выполнения ВКР сводятся к расчёту и прогнозированию электрических нагрузок, выбору и рассмотрению вариантов развития системы электроснабжения, расчёту и анализу режимов работы сетей 110 кВ, определению величин токов КЗ, выбору и проверке основного оборудования ПС Городская. Практическая значимость работы состоит в применимости результатов разработки варианта сети 110 кВ города Хабаровск для последующего развития электросетевого комплекса. Расчёт и оформление ВКР выполнено на ПЭВМ под управлением ОС Windows 10 Pro с пакетами программ «MathCad-15», «Microsoft Office – 2014», «Microsoft Visio – 2014», доступ к сети интернет осуществлен посредством оператора ЗАО «ТТК».

1 ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ И КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Хабаровский край располагается в восточной части Российской Федерации, в Дальневосточном федеральном округе, [2]. Граница на севере - с Магаданской Областью и Республикой Саха (Якутия), граница на западе - с Еврейской автономной областью, Амурской областью, Китаем, граница на юге с Приморским краем. Климатообразующий характер региона образован наличием с севера-востока и востока Охотского моря, с юго-востока Японского моря. Около 2500 км составляет общая протяженность береговой линии.

Протяженность территория края с юга на север составляет примерно 1800 км, протяженность территория края с запада на восток составляет примерно 750 км.

4,5 % всей территории Российской Федерации составляет общая площадь территории Хабаровского края, площадь составляет 787 633 км². Относительно общей площади территории Хабаровского края около 75% площади занимают горы и плоскогорья, образующие обширные системы и хребты - Сихотэ-Алинь, Джугджур, Баджал, Хинган и другие. Максимальная высота гор - 2933 м. Среднеамурская равнина является самым большим равнинным пространством территории Хабаровского края, при этом она расположена в бассейне Амура между городами Хабаровск и Комсомольск-на-Амуре. Характерна сильная заболоченность равнинных пространств. По отношению к общей площади территории края болота занимают 10,6 % земельного фонда.

Численность населения края по результату переписи на 1 января 2023 г. составляет 1 333 610 человек.

Средняя температура января колеблется от -22 °С на юге, до -40 °С на севере. Средняя температура июля колеблется от +20 °С на юге, до +15 °С на севере. Годовая сумма осадков составляет от 400 - 600 мм на севере и до 600 - 800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает, [2]

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

2.1 Характеристика источников питания района

Для рассматриваемой части сети 110-35 кВ города Хабаровск основными источниками питания являются Хабаровская ТЭЦ-1(ХТЭЦ-1) и ПС 220 кВ РЦ.

ХТЭЦ-1 относится к объектам генерации АО «ДГК» и имеет ступени напряжения 110, 35 кВ. РУ – 110 кВ выполнено по схеме – две рабочие с обходной секции шин. РУ – 35 кВ выполнено по схеме – две рабочие секции шин. Установленная мощность станции 430 МВт [2].

ПС РЦ относится к объектам ЕНЭС ПАО «Россети» имеет ступени напряжения 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 6 кВ. РУ – 220 кВ, РУ – 35 кВ, РУ – 6 кВ выполнено по схеме одна рабочая, секционированная выключателем секция шин. РУ – 110 кВ выполнены по схеме - две рабочие секции шин. На подстанции установлены автотрансформаторы связи 220/110 кВ номинальной мощностью 125 МВА каждый, два трансформатора 110/35/6 кВ по 63 МВА.

2.2 Характеристика электрических сетей

Существующая сеть 35-110 кВ города Хабаровск по территориальной и имущественной принадлежности относится к Центральным электрическим сетям Хабаровского края, за исключением ведомственных потребителей (ПС Балтика, ПС НПЗ, ПС ГПП)

По территории рассматриваемого района электроэнергия распределяется по ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ и ВЛ 35 кВ Ц – ХЭС.

Рассматриваемый район проектирования города Хабаровск ограничивается ПС 110 кВ «Городская» и «Ц», которые питаются по ВЛ 110 кВ от Хабаровской ТЭЦ-1.

Информация о применимости схем распределительных устройств позволяет оценить габариты конкретной подстанции с целью принятия решения о возможности подключения к ней новых ячеек, возможности выполнения кабельных или воздушных заходов для новых подключений.

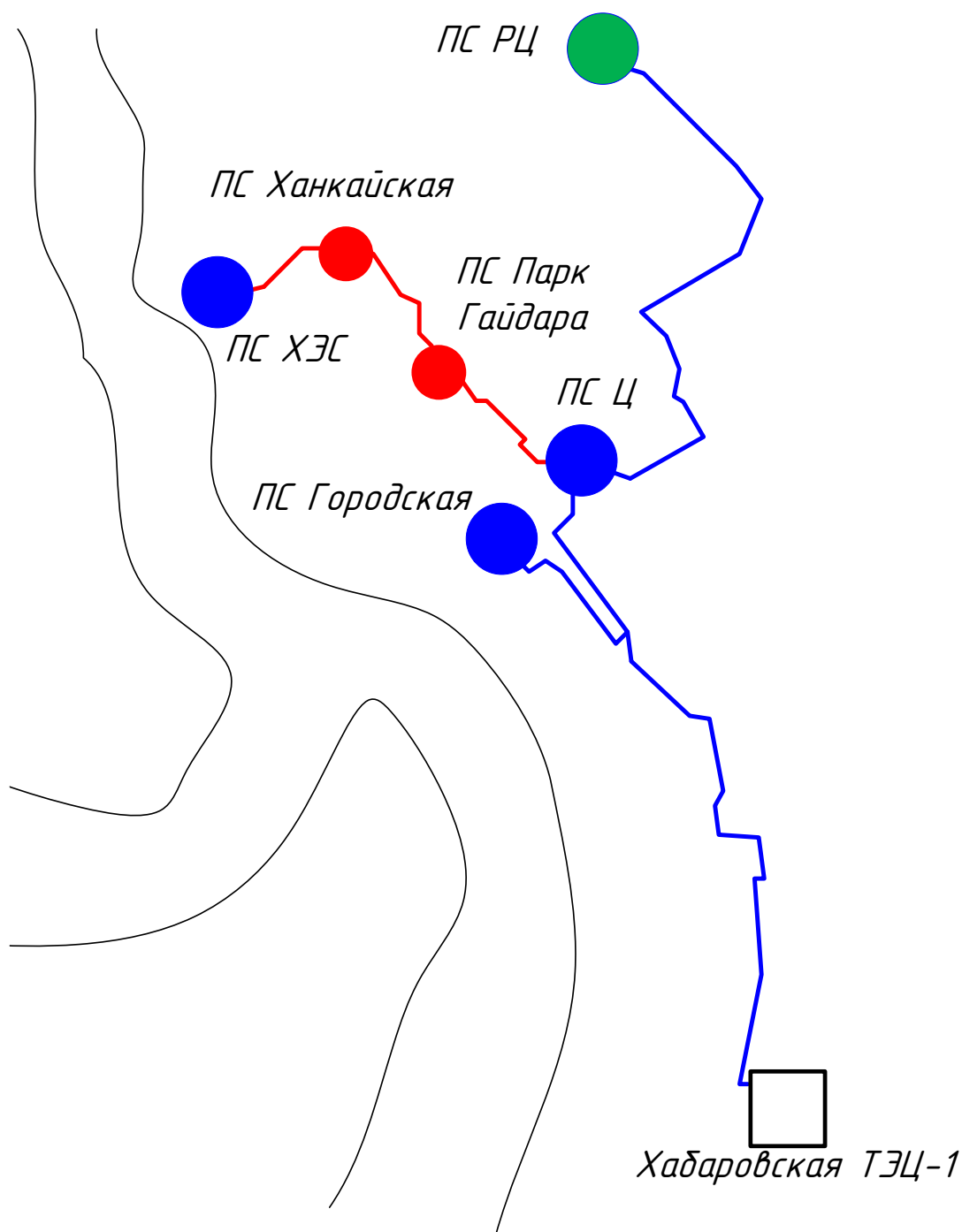


Рисунок 1 - Географическое расположение ПС и ВЛ района проектирования

На ПС Городская и ПС Парк Гайдара в районе проектирования являются типовыми на РУВН использована нетиповая схема при подключении данных ПС к двухцепной ВЛ-110 кВ.

На рисунке 2 показаны схемы подключения ПС и ВЛ рассматриваемого участка сети в виде однолинейной схемы с указанием элементов сети, марками проводов ВЛ и мощностями трансформаторов ПС.

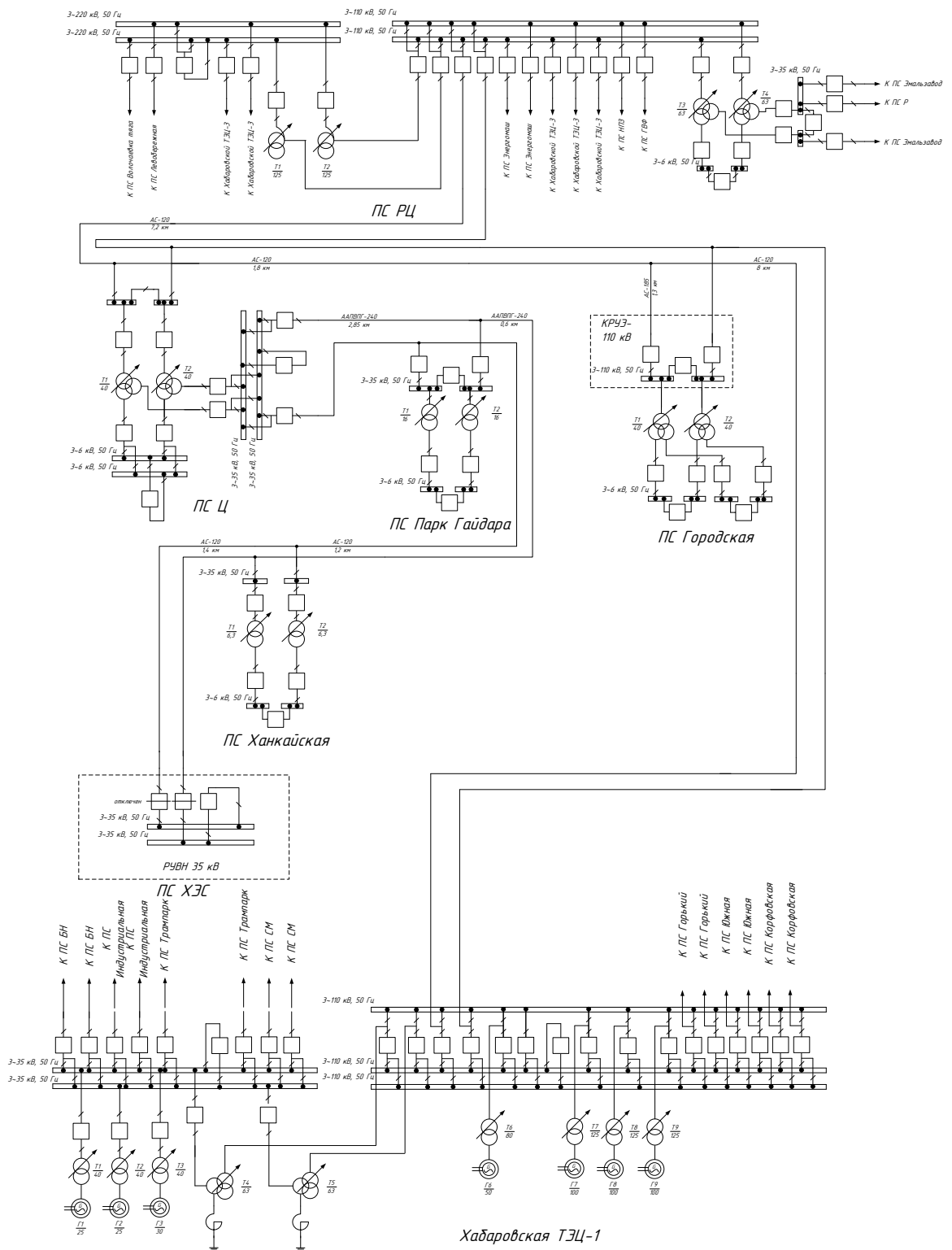


Рисунок 2 – Однолинейная схема рассматриваемого участка сети

На PS Гордская на стороне ВН применено КРУЭ-110 кВ, PS полностью закрытая, всё оборудование PS расположено в здании PS. Применение КРУЭ позволяет существенно сократить площадь отводимых земель под территорию PS и дополнительно повышает надёжность электроснабжения потребителей.

В таблице 1 показаны наименования схем распределительных устройств ПС рассматриваемого участка сети с указанием номеров схем по [10].

Таблица 1 – Схемы распределительных устройств подстанций.

Подстанция	РУ ВН	РУ СН	РУ НН
Ц	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий 110-4Н	Две рабочие секционированная выключателем система шин Не типовая	Две секционированные выключателем системы шин 10-2
Городская	Два блока с выключателями в цепях линий и автоматической переключкой Не типовая		Две секционированные выключателем системы шин 10-2
Парк Гайдара	Два блока с выключателями в цепях линий и автоматической переключкой Не типовая		Одна секционированная выключателем система шин 10-1
Ханкайская	Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий 110-4Н		Одна секционированная выключателем система шин 10-1

Перегруженными ПС являются трансформаторы подстанций коэффициенты, загрузки которых в послеаварийном режиме превышают 130 % (нормируемые [6]).

В таблице 2 показаны данные о величинах перегрузки трансформаторов ПС рассматриваемого участка сети с указанием наименований ПС, мощностей трансформаторов, их загрузки по результатам зимнего замера 2022 года с учётом перспективной нагрузки.

Таблица 2 – Перегруженные трансформаторы в районе проектирования по результатам зимнего замера 2022 года с учётом перспективной нагрузки

Наименование ПС	№ тр-ра	Snом, МВА	Коэфф. Загрузки в нормальном режиме, о.е.	Коэфф. загрузки при отключении одного тр-ра, о.е.
Городская	Т-1	40	0,684	1,37
Городская	Т-2	40	0,684	
Ц	Т-1	40	0,583	1,17
Ц	Т-2	40	0,583	
Ханкайская	Т-1	6,3	0,032	0,063
Ханкайская	Т-2	6,3	0,032	
Парк Гайдара	Т-1	16	0,447	0,894
Парк Гайдара	Т-2	16	0,447	

В таблице 3 показаны данные о линиях района проектирования по критерию исполнения с указанием наименований ВЛ, их протяженности, типа опор, марок проводов [2].

Таблица 3 – Линии по критерию исполнения

Наименование линии	U, кВ	пц, шт	Протя- женность, км	Марка провода, кабеля	Тип опор	Год ввода
ВЛ 110кВ ТЭЦ-1 - РЦ с отпайками на ПС Городская, Ц (С-8, С-7)	110	2	18,32	АС- 120/19, АС- 185/29	УШЛБ 2/4, УДЛБ 2/4, АЛБ 2/4, УТЛБ 2/4, У110-2, УС110-8, МУ110, ПТЛБ 2/4, ПЛБ 2/4, П110М, У110-2+5	1957- 1962
ВЛ 35кВ Ц - ХЭС с отпайками на ПС Парк Гайдара, Хан- кайская (Т-9, Т-10)	35	2	2,46	АС- 120/19	АМ, УМ-35, УМ-60, ПМ, УС110-8	1955
КЛ 35кВ Ц – ХЭС (Т-9, Т-10)	35	2	2,27	АПвПг 1x240/50- 35		2003- 2007

Из результатов анализа можно выделить следующие особенности рассматриваемого участка сети:

- применение кабельных вставок на линиях 35 кВ снижает общую пропускную способность ВЛ;
- ПС Городская при росте нагрузки района будет работать в режим перегрузки;
- Срок эксплуатации ВЛ-110 кВ ХТЭЦ-1 - РЦ превышает нормативный, установленный ПТЭ (металлические опоры) - 50 лет;
- Имеет место наличие нетиповых схем РУ.

3 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Показательный расчёт средней активной нагрузки на ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$P_{cp} = P_{max} / K_{max} ; \quad (1)$$

$$P_{cp} = 59,64 / 1,1 = 54,22 \text{ МВт};$$

где P_{max} - максимальная нагрузка ПС Городская на год проектирования, суммарная замерная нагрузка и нагрузка, планируемая к подключению по договорам технологического присоединения, 59,64 МВт;

K_{max} - коэффициент максимума по Хабаровской энергосистеме, 1,1 [2].

Показательный расчёт эффективной активной нагрузки на ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot K_{ф} ; \quad (2)$$

$$P_{эф} = 54,22 \cdot 1,07 = 58,01 \text{ МВт};$$

где $K_{эф}$ - коэффициент эффективной нагрузки по Хабаровской энергосистеме, 1,07 [2].

Для проектирования распределительной сети необходимо спрогнозировать нагрузки рассматриваемого района на 8 лет, то есть до 2030 года.

Показательный расчёт прогнозной максимальной активной нагрузки на ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$P_{\text{прогн}} = P_{\text{тек}} \cdot (1+k)^n, \quad (3)$$

$$P_{\text{прогн}} = 59,64 \cdot (1+0,0175)^8 = 68,52 \text{ МВт},$$

где k – относительный прирост нагрузки (для Хабаровского края равен 1,75%, [2]);

n – период прогнозирования, с 2023 по 2030 период 8 лет;

$P_{\text{тек}}$ – нагрузка на текущий период, на примере максимальной нагрузки ПС Городская.

Результаты подробных расчётов нагрузок на текущий период 2023 год по остальным ПС получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 4.

Таблица 4 – Нагрузки текущего 2023 года

Подстанция	Максимальная нагрузка		Средняя нагрузка		Эффективная нагрузка	
	P_{max} , МВт	Q_{max} , Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
Городская	59,64	30,42	54,22	27,65	58,01	29,59
Ц	41,50	21,17	37,73	19,24	40,37	20,59
Парк Гайдара	12,73	6,49	11,57	5,90	12,38	6,32
Ханкайская	0,36	0,18	0,32	0,17	0,35	0,18

Результаты подробных расчётов нагрузок на прогнозируемый период 2030 год по остальным ПС получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 5.

Таблица 5 – Результаты прогнозирования нагрузок на 2030 год

Подстанция	Прогнозная максимальная нагрузка		Прогнозная средняя нагрузка		Прогнозная эффективная нагрузка	
	P_{max} , МВт	Q_{max} , Мвар	$P_{\text{ср}}$, МВт	$Q_{\text{ср}}$, Мвар	$P_{\text{эф}}$, МВт	$Q_{\text{эф}}$, Мвар
Городская	68,52	34,94	62,29	31,77	66,65	33,99
Ц	47,68	24,32	43,35	22,11	46,38	23,65
Парк Гайдара	14,63	7,46	13,30	6,78	14,23	7,26
Ханкайская	0,41	0,21	0,37	0,19	0,40	0,20

4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Основной целью реконструкции рассматриваемой сети 110 кВ является повышение надёжности потребителей ПС «Городская».

В каждом из вариантов реконструкции существующей сети 110 кВ проводится замена проводом ВЛ на КЛ от ПС «РЦ» до ПС «Городская» и далее до ХТЭЦ-1. (по существующим трассам ВЛ). Для решения поставленных задач предлагаются три варианта:

Вариант № 1 – Замена трансформаторов 40 МВА на ПС «Городская» на более мощные 63 МВА;

Вариант № 2 – Установка третьего трансформатора 40 МВА на ПС «Городская» с открытым расположением силового оборудования на территории ПС;

Вариант № 3 – Установка третьего трансформатора 40 МВА на ПС «Городская» с закрытым расположением силового оборудования в здании ПС с установкой дополнительных блоков КРУЭ.

4.1 Выбор параметров сети предложенных вариантов

4.1.1 Выбор проводов ВЛ и КЛ

Выбор сечения КЛ осуществляется по длительно допустимому току с учётом условий прокладки КЛ посредством введения поправочных коэффициентов в формулу тока с условиями прокладки [4].

Показательный расчёт длительно допустимого тока КЛ-110 кВ РЦ – ХТЭЦ проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\text{дл доп}} = I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{ПРОКЛ}} \cdot K_{\text{ПЕР}}, \quad (4)$$

$$I_{\text{дл доп}} = 687 \cdot 0,9 \cdot 1,17 = 723 \text{ А};$$

где $K_{\text{ПРОКЛ}}$ – коэффициент учитывающий условия прокладки, расположение кабелей треугольником в кабельном канале на расстояние между цепями 0,5 м, среднегодовая температура грунта $+5^{\circ}\text{C}$, 0,9;

$K_{\text{ПЕР}}$ - коэффициент допустимой перегрузки, для двухцепной КЛ, 1,17;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток для КЛ-110 кВ, выполненной кабелем АПВППГ-3х500, 687 А.

Принимается кабель АПВППГ-(3х500) - кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированный круглыми проволоками, в оболочке из полиэтилена с алюминиевыми жилами.

Показательный расчёт максимального тока в послеаварийном режиме по КЛ-110 кВ при нагрузке ПС «Ц» и ПС «Городская» на одну цепь КЛ проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}; \quad (5)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{116,2^2 + 46,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 658 \text{ А};$$

где $P_{i,j}$ – поток максимальной активной мощности по линии в нормальном режиме;

$Q_{i,j}$ – поток максимальной реактивной мощности текущей по линии в нормальном режиме;

Показательный расчёт проверки по нагреву сечения КЛ-110 кВ КЛ-110 кВ РЦ – ХТЭЦ проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ДЛ ДОП}}; \quad (6)$$

$$658 \text{ A} \leq 723 \text{ A},$$

Результаты подробных расчётов выбора сечений проводов и кабелей получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 6.

Таблица 6 – Максимальные токи на ВЛ-35 кВ и выбор проводов

Участок сети	ток в нормальном режиме, А	ток в послеаварийном режиме, А	марка провода	Длительно допустимый ток, А
ВЛ 35 кВ Ц-Парк Гайдара - Ханкайская	133	267	2хАС 120	375

4.1.2 Компенсация реактивной мощности

Показательный расчёт требуемой мощности компенсирующих устройств ПС «Городская» проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$Q_{КУ \text{ треб}} = Q_{\max} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ПД}}; \quad (7)$$

$$Q_{КУ \text{ треб}} = 34,94 - 68,52 \cdot 0,4 = 7,54 \text{ Мвар}$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ПД}}$ - предельно допустимый коэффициент мощности, 0,4 [5];

Показательный расчёт фактической мощности компенсирующих устройств ПС «Городская» проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$Q_{КУ \text{ факт}} = Q_{КУ \text{ см}} \cdot n_{КУ \text{ см}}; \quad (8)$$

$$Q_{КУ \text{ факт}} = 0,9 \cdot 2 + 1,35 \cdot 4 = 7,2 \text{ Мвар};$$

где $Q_{KV\text{ ст}}$ - стандартная мощность батарей конденсаторов, для ПС «Городская» использованы 4 батареи конденсаторов УКЛ – 10 – 1350У3 настроенные на 1350 квар и 2 батареи конденсаторов УКЛ – 10 – 900У3 настроенные на 900 квар;

$n_{KV\text{ ст}}$ - количество батарей конденсаторов стандартной мощности.

Показательный расчёт некомпенсированной реактивной мощности ПС «Городская» проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$Q_{HECK} = Q_{\max} - Q_{KV\text{ факт}} ; \quad (9)$$

$$Q_{HECK} = 34,94 - 7,2 = 27,74 \text{ Мвар.}$$

Результаты подробных расчётов выбора компенсирующих устройств получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 7.

Таблица 7 – Выбор компенсирующих устройств

Подстанция	Р _{макс} , МВт	Q _{макс} , Мвар	$tg\varphi_{пл}$	Q _{тр} , Мвар	Q _{факт} , Мвар	Q _{неск} , Мвар
Городская	68,52	34,94	0,4	7,54	7,20	27,74
Ц	47,7	24,3	0,4	5,2	5,4	18,9
Парк Гайдара	14,6	7,5	0,4	1,6	1,8	5,7
Ханкайская	0,4	0,2	0,4	0,0	0,0	0,2

4.1.3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.

Показательный расчёт выбора мощности трансформаторов ПС «Городская» проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$S_{P,i} = \frac{\sqrt{P_{CP,i}^2 + Q_{неск,i}^2}}{n \cdot K_{3,i}} ; \quad (10)$$

$$S_{P.i} = \frac{\sqrt{62,3^2 + 27,7^2}}{2 \cdot 0,7} = 48,7 \text{ МВА};$$

где P_{CP} – среднее значение активной мощности в зимний период;

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

n – число трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки, 0,7.

Показательный расчёт проверки мощности трансформаторов ПС «Городская» по загрузке проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$K_3^{HOM} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{n \cdot S_{TP}^{HOM}}; \quad (11)$$

$$K_3^{HOM} = \frac{\sqrt{62,3^2 + 27,7^2}}{2 \cdot 63} = 0,54;$$

$$K_3^{II-AB} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}}{(n-1) \cdot S_{TP}^{HOM}}; \quad (12)$$

$$K_3^{II-AB} = \frac{\sqrt{62,3^2 + 27,7^2}}{(2-1) \cdot 63} = 1,08.$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находится в интервале от 0,5 до 0,75. Значение послеаварийного коэффициента загрузки должно находится в интервале от 1,0 до 1,4.

Результаты подробных расчётов выбора и проверки силовых трансформаторов получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 8.

На ПС Городская для подключения новых потребителей требуется увеличение мощности силовых трансформаторов с 2х40 МВА до 2х63 МВА.

Таблица 8 – Выбор силовых трансформаторов

Подстанция	Р _{ср} , МВт	Q _{неск} , Мвар	n	Kз	С _{расч} , МВА	S _{факт} , МВА	Фактическая загрузка тр-ов	Послеаварийная загрузка тр-ов
Выбор устанавливаемых трансформаторов								
Городская (вариант 1)	62,3	27,7	2	0,7	48,7	63	0,54	1,08
Городская (вариант 2,3)	62,3	27,7	3	0,7	32,5	40	0,57	0,85
Проверка установленных трансформаторов								
Ц	43,3	18,9	2	0,7	33,8	40	0,59	1,18
Парк Гайдара	13,3	5,7	2	0,7	10,3	16	0,45	0,90
Ханкайская	0,4	0,2	2	0,7	0,3	6,3	0,03	0,07

Для проверки выбранных решений выполнены расчёты электрических режимов рассматриваемых вариантов.

4.2 Формирование схем проектируемых вариантов.

Однолинейные схемы вариантов реконструкция рассматриваемой сети 110 кВ по трём вариантам разработаны с учётом [7] и приведены на рисунках 3 – 5.

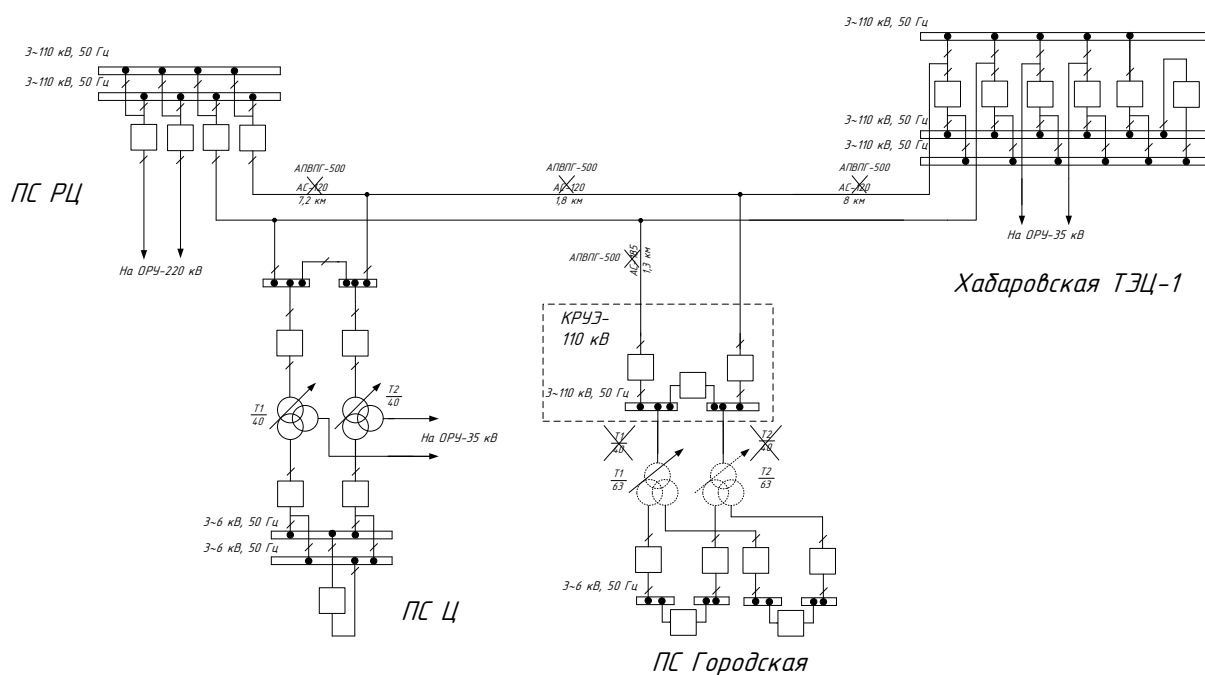


Рисунок 3 – Вариант реконструкции сети № 1

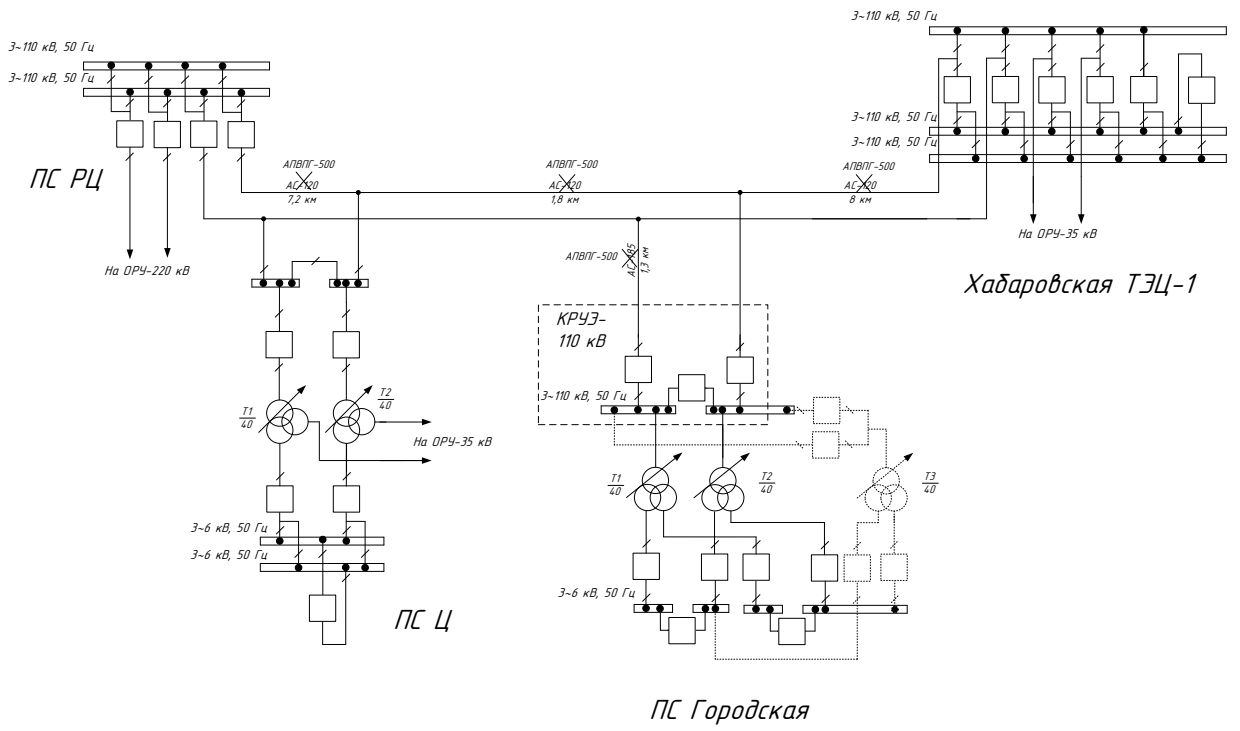


Рисунок 4 – Вариант реконструкции сети № 2

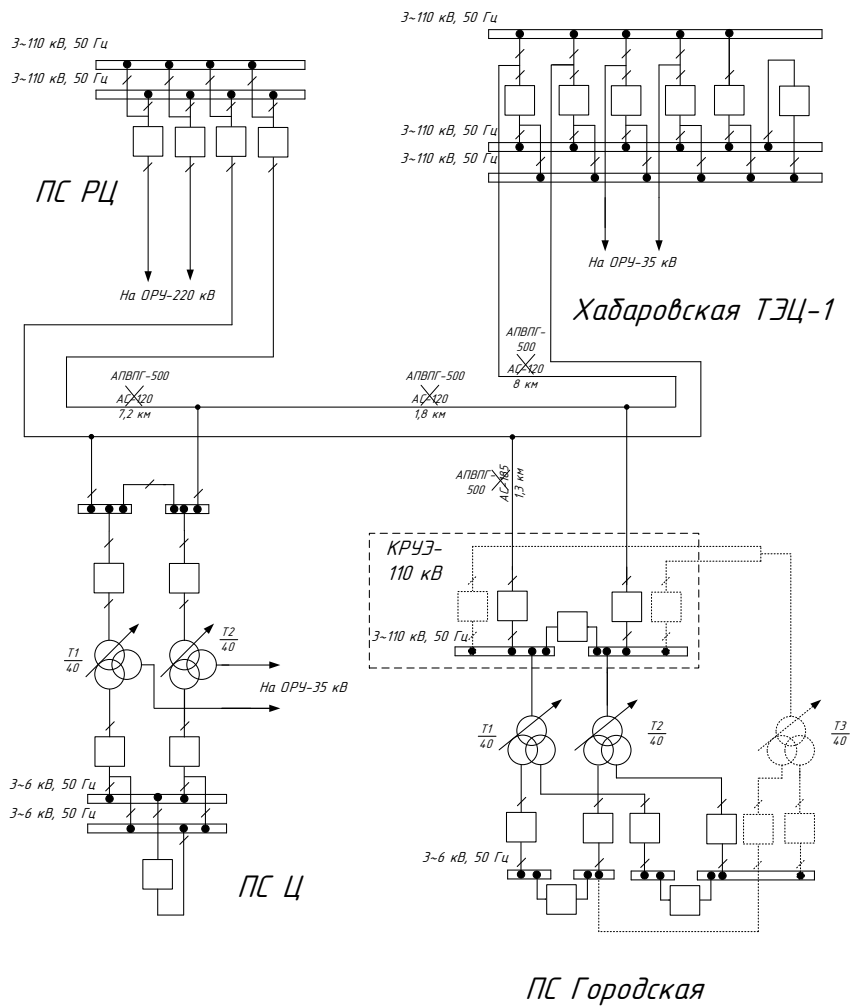


Рисунок 5 – Вариант реконструкции сети № 3.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СЕТИ

Целью раздела является выбор наиболее приемлемого варианта реконструкции рассматриваемой сети 110 кВ.

Критерием сравнения вариантов будет их экономическая привлекательность. Это сравнение будет произведено по приведённым затратам для отличающихся частей схем предлагаемых проектов [8]. Таким образом, сооружение КЛ-110 кВ по существующей трассе ВЛ-110 кВ в рассмотрении не участвует, а также работы по демонтажу опор и проводов ВЛ-110 кВ ХТЭЦ-1 – РЦ. Рассматривается расширение ПС «Городская».

Для отбора наиболее подходящих вариантов выполнено сравнение объёмов строительства в каждом варианте.

5.1 Определение капитальных вложений

Расчёт капитальных вложений на строительство сети по вариантам сети № 1, 2 и 3 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (13)$$

где $K_{ВЛ}$ – капитальные вложения на сооружение линий, ввиду одинаковости затрат для каждого из вариантов из рассмотрения исключается;

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на строительство ПС.

Расчёт капитальных вложений на строительство ПС по вариантам сети № 1, 2 и 3 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ном} + K_{КВ}, \quad (14)$$

где $K_{ОРУ}$ – капитальные затраты на сооружение ОРУ;

K_{TP} - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов;

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат на ПС в зависимости от типа ОРУ и $U_{ном}$;

$K_{КУ}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж КУ.

Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети [8]. Суммарные капитальные вложения приводятся к текущему году с помощью коэффициента инфляции с 2000 года $k_{инф} = 4,28$ [9].

Результаты подробных расчётов капитальных вложений в сравниваемые варианты получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 9.

Таблица 9 - Расчёт капитальных вложений в сравниваемые варианты

Вид оборудования	стоимость в ценах 2000 г.	$k_{инф}$	стоимость в ценах 2022 г, тыс. руб.		
			1	2	3
трансформатор 2х63 МВА	18000	4,28	77040		
трансформатор 40 МВА	7300	4,28		31244	31244
блок трансформатор-линия ОРУ	14600	4,28		62488	
блок трансформатор-линия КРУЭ	19000	4,28			81320
итого			77040	93732	112564

5.2 Определение эксплуатационных издержек

Расчёт суммарных издержек по вариантам сети № 1, 2 и 3 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\Sigma} = I_{э.р} + I_{ам} + I_{\Delta W}, \quad (15)$$

где $I_{э.р}$ - расходы на текущий ремонт и эксплуатацию;

$I_{ам}$ - издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы;

$I_{\Delta W}$ - стоимость потерь электроэнергии.

Расчёт издержек на амортизацию по вариантам сети № 1, 2 и 3 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (16)$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования, 20 лет для ПС и для ВЛ.

Расчёт издержек на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС по вариантам сети № 1, 2 и 3 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{э,р} = \alpha_{э,р.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{э,р.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (17)$$

где $\alpha_{э,р.ВЛ}, \alpha_{э,р.ПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{э,р.ВЛ} = 0.008$; $\alpha_{э,р.ПС} = 0.059$ [8]).

Расчёт издержек потерь электроэнергии по вариантам сети № 1, 2 и 3 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_0, \quad (18)$$

где ΔW - потери электроэнергии в рассматриваемом варианте по сравнению с потерями в исходной схеме, кВтч;

C_0 – средний фактический тариф покупки 1 кВтч потерь электроэнергии за 2022 год в соответствии с требованиями [10]. На данный момент $C_0=2,11$ руб./кВтч по данным [11, 12].

Расчёт потерь электроэнергии по вариантам сети № 1, 2 и 3 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\max}, \quad (19)$$

где ΔP - потери мощности в нормальном режиме в сети;

T_{\max} - время использования максимальных нагрузок, 6000 ч.

Результаты подробных расчётов издержек в сравниваемых вариантах получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 10.

Таблица 10 - Результаты расчёта издержек

Вид оборудования	стоимость в ценах 2022 г, тыс. руб.		
	1	2	3
Издержки на эксплуатацию подстанций, тыс. руб.	3775	4593	5516
Издержки на амортизацию, тыс. руб.	3852	4687	5628
Издержки потерь ЭЭ, тыс. руб.	3825	3868	3868
Издержки всего, тыс. руб.	11452	13147	15012

5.3 Расчёт статических приведённых затрат

Расчёт приведённых затрат по вариантам сети № 1, 2 и 3 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (20)$$

где E – норма дисконтирования, 0,1;

K – капитальные вложения, необходимые для сооружения сети;

I – ежегодные эксплуатационные расходы.

Результаты подробных расчётов приведенных затрат в сравниваемых вариантах получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 11.

Таблица 11 – Экономические показатели сравнения вариантов

Вид оборудования	стоимость в ценах 2022 г, тыс.руб		
	1	2	3
Капиталовложения всего, тыс. руб.	77040	93732	112564
Издержки всего, тыс. руб.	11452	13147	15012
Приведенные затраты, тыс. руб.	19156	22521	26268

Таким образом, получается, что выполнение варианта № 1 для питания подключаемых потребителей является наиболее выгодным с точки зрения приведенных затрат. Вариант 2 дороже на 15%, вариант 3 дороже на 27%.

6 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Расчет установившихся режимов требуется проводить для того, чтобы оценить вероятность их существования, анализа полученных уровней напряжений в узлах схемы, диапазонов регулирования напряжения, расчёта перетоков мощности по ВЛ и КЛ, через трансформаторы [13].

6.1 Выбор начальных данных для расчета режимов

Исходными данными для расчета режимов являются максимальные нагрузки ПС по данным контрольного замера 2022 г, однолинейная схема сети и параметры ее элементов.

Для проверки достаточности выбранных мероприятий по реконструкции электрической сети 110 кВ выполнены расчёты нормального и нескольких послеаварийных режимов по порядку, описанному в [13]. Для этого к нагрузкам узлов в день зимнего контрольного замера 2022 года суммированы прогнозные нагрузки.

Выполняется ряд схем замещения, по которым можно отслеживать потокораспределение при нормальном и послеаварийном режимах для варианта 1, рисунок 6 - 8.

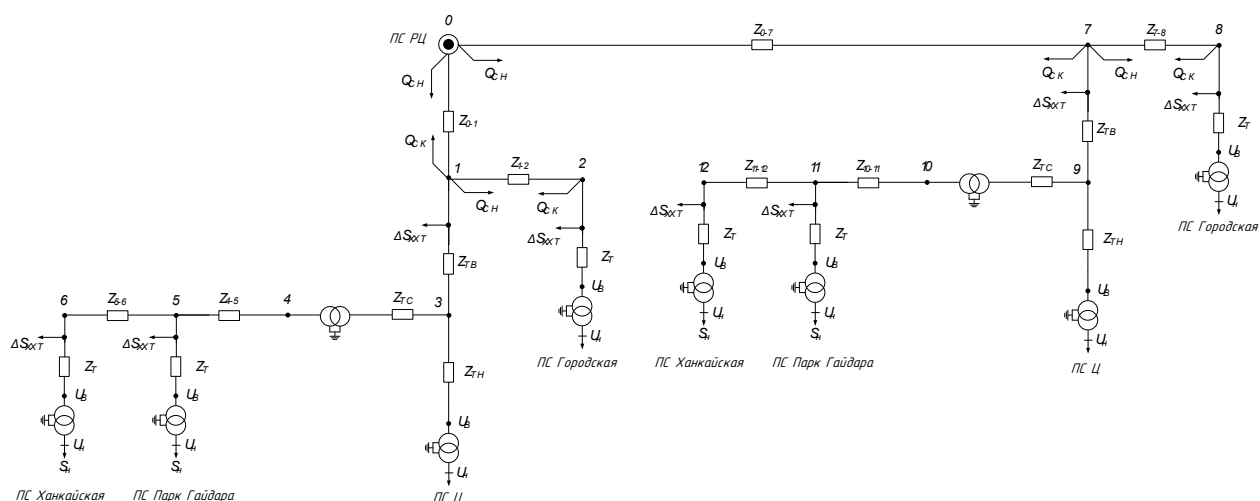


Рисунок 6 – Схема замещения для расчёта нормального режима

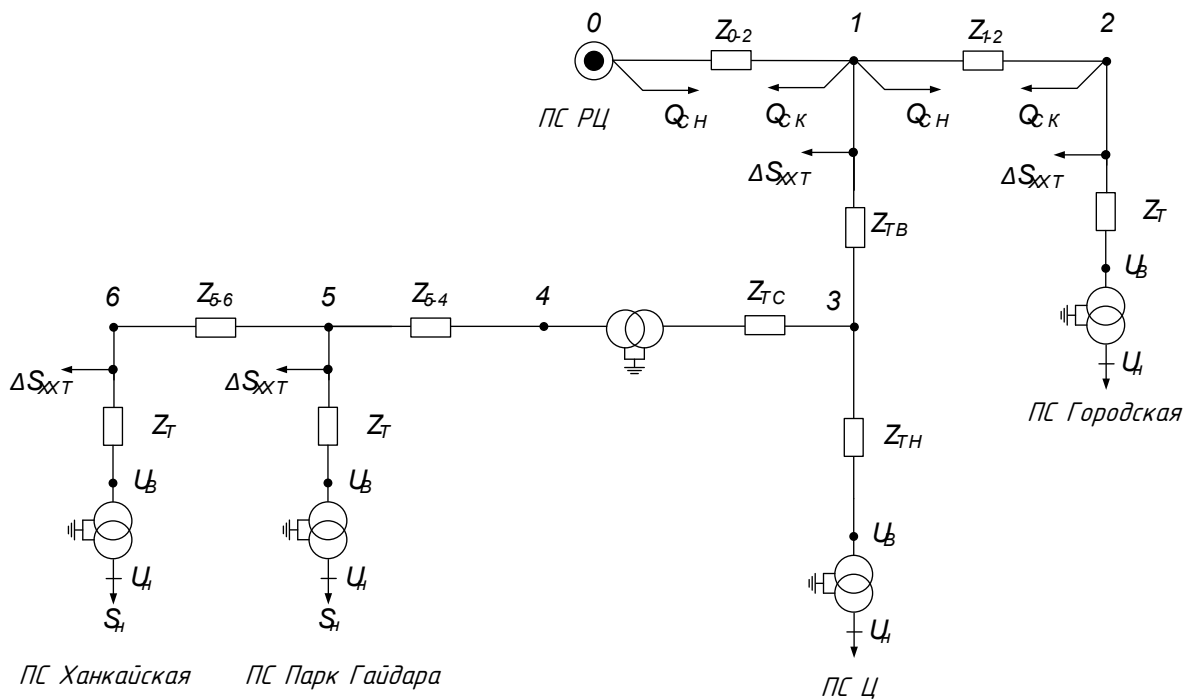


Рисунок 7 – Схема замещения для расчёта послеаварийного режима при отключении ВЛ-110 кВ РЦ-ХТЭЦ-1 (одна цепь в работе от ПС РЦ)

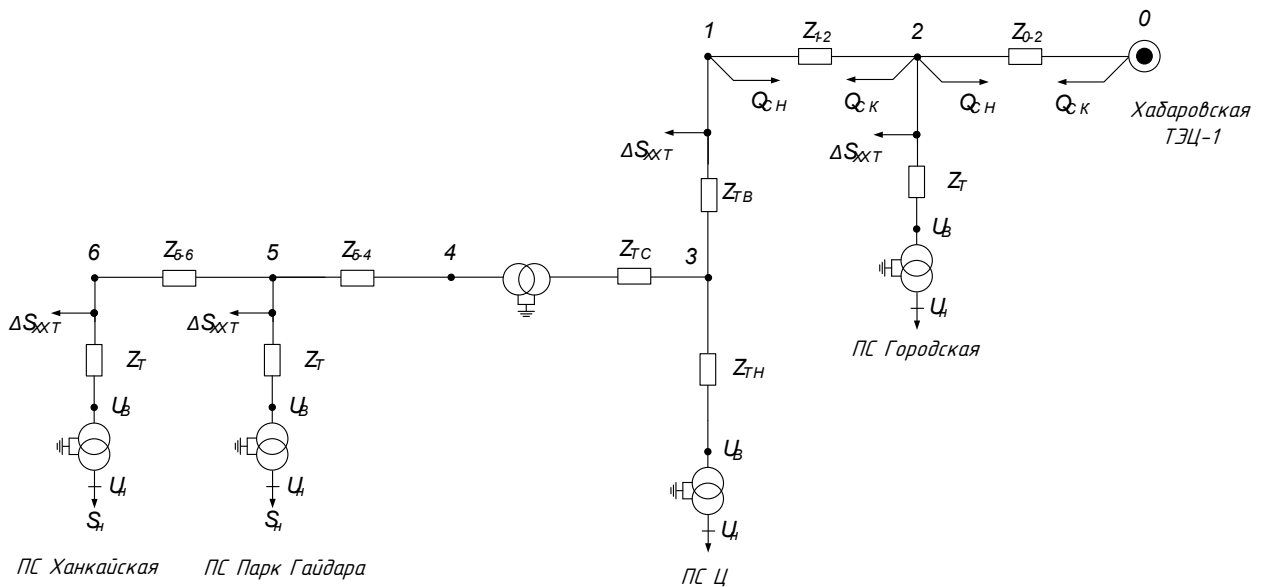


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта послеаварийного режима при отключении ВЛ-110 кВ РЦ-ХТЭЦ-1 (одна цепь в работе от ХТЭЦ-1)

6.2 Расчет установившихся режимов

Линии электропередачи представляются П-образной схемой замещения. Трансформаторы при расчёте режима задаются Г-образной схемой замещения или трёхлучевой звездой. Для линий электропередач и трансформаторов рас-

считываются сопротивления и проводимости на землю (для трансформаторов дополнительно - коэффициенты трансформации), по формулам, приведённым в [13].

В качестве балансирующего узла принимаем шины 110 кВ ХТЭЦ-1. В качестве узлов с заданным напряжением приняты шины 110 кВ ПС «РЦ», так как напряжение на ПС поддерживаются за счёт других частей энергосистемы.

Результаты подробных расчётов параметров схемы замещения ЛЭП 35-110 кВ в ПО Mathcad 14 получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 12.

Таблица 12 – Параметры схемы замещения ЛЭП 35-110 кВ

Наименование участка	Z, Ом	Qс, Мвар
01	0.436+0.806i	2.52
12	0.188+0.347i	1.085
45	0.356+0.365i	0.77
56	0.374+0.574i	

Результаты подробных расчётов параметров схемы замещения трансформаторов в ПО Mathcad 14 получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 13.

Таблица 13 - Параметры трансформаторов при расчёте режима.

Наименование ПС	Z, Ом	Sxx, МВА
ПС Ханкайская ТМН-6300/35	1.435+14.583i	0.008+0.05i
ПС Парк Гайдара ТДН-16000/35	0.407+5.742i	0.017+0.112i
ПС Городская ТРДН-63000/110	0.816+22.042i	0.07+0.41i
ПС Ц ТДТН 40000/110/35	1.901+35.542i	0.05+0.48i
	1.901+20.664i	

Результаты подробных расчётов потерь мощности в ВЛ в ПО Mathcad 14 получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 14.

Таблица 14 – Результаты расчёта потерь мощности в ВЛ

Наименование участка	ΔP , МВт	I_p , А
Нормальный режим		
01	0,146	330
12	0,022	199
45	0,02	44
56	0	1,3
всего	0,188	
Послеаварийный режим (питание от ПС РЦ)		
01	0,649	705
12	0,095	411
45	0,082	88
56	0	2,5
всего	0,826	
Послеаварийный режим (питание от ХТЭЦ-1)		
02	0,719	703
12	0,051	300
45	0,082	88
56	0	2,5
всего	0,852	

Результаты подробных расчётов напряжений на стороне НН ПС получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 15.

Таблица 15 – Результаты расчёта напряжений на стороне НН ПС

Наименование ПС	$U_{нн}$, кВ	ΔP , МВт	$N_{отп}$
Нормальный режим			
ПС Ханкайская ТМН-6300/35	6,31	0,008	-3
ПС Парк Гайдара ТДН-16000/35	6,32	0,037	-2
ПС Городская ТРДН-63000/110	6,28	0,162	-1
ПС Ц ТДТН 40000/110/35	38,17	0,115	0
	6,344		2
Послеаварийный режим (питание от ПС РЦ)			
ПС Ханкайская ТМН-6300/35	6,33	0,008	-2
ПС Парк Гайдара ТДН-16000/35	6,34	0,099	0
ПС Городская ТРДН-63000/110	6,32	0,439	2
ПС Ц ТДТН 40000/110/35	37,892	0,518	0
	6,291		2
Послеаварийный режим (питание от ХТЭЦ-1)			
ПС Ханкайская ТМН-6300/35	6,32	0,008	-2
ПС Парк Гайдара ТДН-16000/35	6,33	0,099	0
ПС Городская ТРДН-63000/110	6,25	0,439	1
ПС Ц ТДТН 40000/110/35	37,803	0,518	0
	6,276		2

Результаты подробных расчётов потерь мощности получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 16.

Таблица 16 – Анализ потерь мощности

режим	$\Delta P_{вл}$, МВт	$\Delta P_{тр}$, МВт	ΔP , МВт	ΔP , %
Нормальный режим	0,188	0,322	0,51	0,39%
Послеаварийный режим (питание от ПС РЦ)	0,826	1,064	1,89	1,44%
Послеаварийный режим (питание от ХТЭЦ-1)	0,852	1,064	1,916	1,46%

Из результатов расчёта режима видно, что напряжения в узлах находятся в допустимых пределах ($\pm 10\%$), а нагрузка ЛЭП и трансформаторов не превышает допустимую.

Согласно требований Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем [6]: для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать: для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы.

Величина суммарных потерь мощности не более 2% в послеаварийных режимах.

Загрузка КЛ-110 кВ РЦ – ХТЭЦ-1 составляет 705 А при допустимой 723 А, следовательно кабель АПВПГ-500 выбран правильно.

Загрузка ВЛ-35 кВ Ц – ХЭС составляет 88 А при допустимой 375 А, следовательно провод АС-120 менять не требуется.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Расчет токов КЗ проводится в относительных единицах с приближённым приведением [14]. Для определения мощности КЗ системы используется информация об уровне токов КЗ на стороне 110 кВ ПС «РЦ» $I_K^{(3)} = 4 \text{ кА}$ и шинах станции 110 кВ «ХТЭЦ-1» $I_K^{(3)} = 24,2 \text{ кА}$, (рисунок 9).

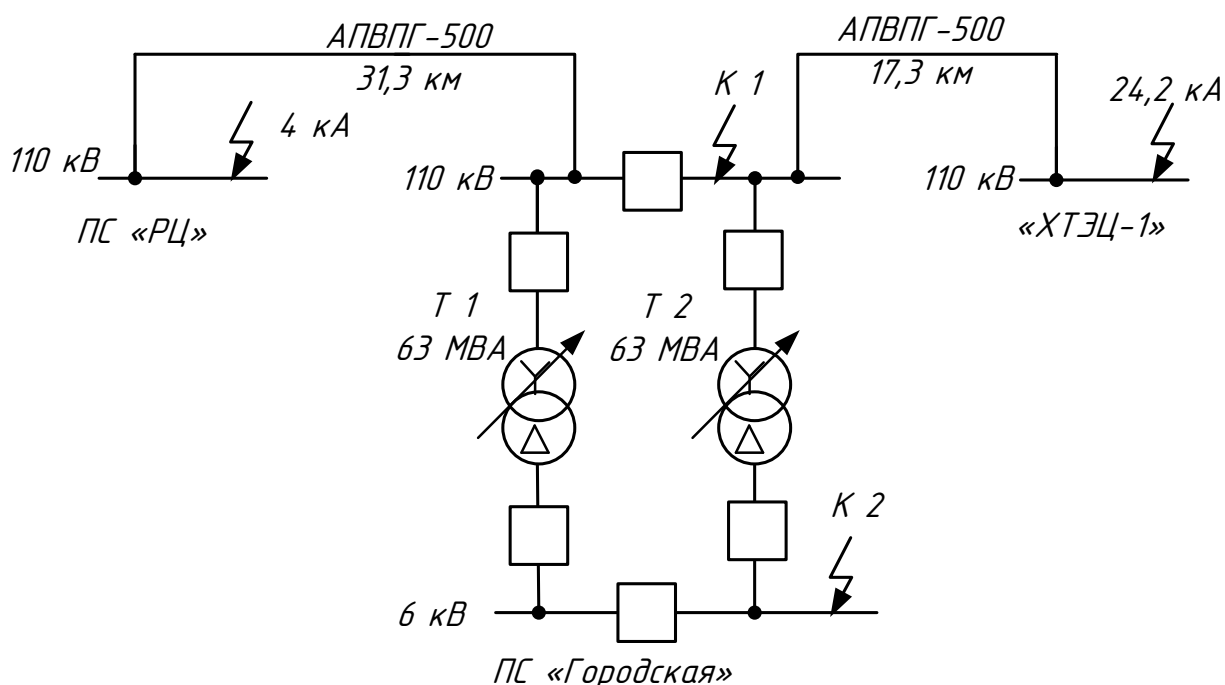


Рисунок 9 – Схема для расчёта токов КЗ на ПС Городская

Показательный расчёт базисных токов на стороне ВН и НН ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{Б1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{Б1}}; \quad (21)$$

$$I_{B1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ кА} ;$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}} ; \tag{22}$$

$$I_{B2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,92 \text{ кА} .$$

где S_B - базисная полная мощность, 10 МВА;

U_{B1} - базисное напряжение стороны ВН ПС Городская, 115 кВ;

U_{B2} - базисное напряжение стороны НН ПС Городская, 6,3 кВ.

Показательный расчёт сопротивления трансформаторов ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$X_T = \frac{U_K \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМТР}} ; \tag{23}$$

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 10}{100 \cdot 31,5} = 0,033,$$

где U_K - напряжение короткого замыкания трансформатора ТРДН-63000/110, 10,5%;

$S_{НОМТР}$ - номинальная мощность трансформаторов, принимается 50% от номинальной мощности для трансформаторов с расщепленной обмоткой.

Подпитка места КЗ учитывается по каждой из ветвей – со стороны ПС «РЦ» и со стороны «ХТЭЦ-1» согласно РД по расчёту токов КЗ. Схема замещения показана на рисунке 10.

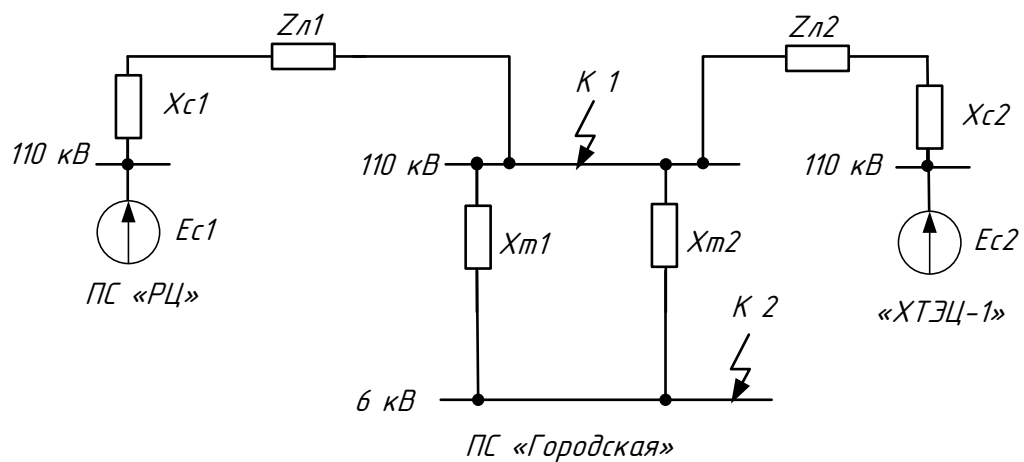


Рисунок 10 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

Показательный расчёт сопротивления системы на стороне ВН ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$X_C = \frac{I_B}{I_K};, \quad (24)$$

$$X_{C1} = \frac{0,05}{4} = 0,012;$$

$$X_{C2} = \frac{0,05}{24,2} = 0,002;$$

где I_{K1} - ток КЗ на шинах 110 кВ ПС «РЦ», $I_K^{(3)} = 4$ кА,

I_{K2} - ток КЗ на шинах 110 кВ «ХТЭЦ-1», $I_K^{(3)} = 24,2$ кА,

Показательный расчёт сопротивления кабельной линии 110 кВ проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$Z_{л} = Z_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (25)$$

$$Z_{Л1} = 0.4 \cdot 31,3 \cdot \frac{10}{115^2} = 0.009 ;$$

$$Z_{Л2} = 0.4 \cdot 17,3 \cdot \frac{10}{115^2} = 0.005 ;$$

где L - длина линии, 31,3 и 17,3 км соответственно;

$Z_{уд}$ - удельное сопротивление линии, принимается $Z_{уд} = 0.4$, Ом/км для линий напряжением 110 кВ.

Показательный расчёт периодической составляющей тока трёхфазного КЗ на стороне ВН ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{П0 К1} = \frac{E_C \cdot I_{Б1}}{X_C + X_L}; \quad (26)$$

$$I_{П0 РЦ К1} = \frac{1 \cdot 0,05}{0,0012 + 0,009} = 2,28 \text{ кА};$$

$$I_{П0 хтэц1 К1} = \frac{1 \cdot 0,05}{0,002 + 0,005} = 6,88 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт аperiodической составляющей тока трёхфазного КЗ на стороне ВН ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$i_{a0 К1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0 К1}; \quad (27)$$

$$i_{a0 РЦ К1} = \sqrt{2} \cdot 2,28 = 3,2 \text{ кА};$$

$$i_{a0xmэц1K1} = \sqrt{2} \cdot 6,88 = 9,7 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт ударного тока трёхфазного КЗ на стороне ВН ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$i_{yд K1} = i_{a0K1} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right); \quad (28)$$

$$i_{yд pц K1} = 3,2 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) = 4,4 \text{ кА};$$

$$i_{yдxmэц1K1} = 9,7 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) = 13,3 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт периодической составляющей тока трёхфазного КЗ на стороне НН ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{П0 K2} = \frac{E_C \cdot I_{Б2}}{X_C + X_L + X_T}; \quad (29)$$

$$I_{П0 pц K2} = \frac{1 \cdot 0,92}{0,0012 + 0,009 + 0,033} = 16,6 \text{ кА};$$

$$I_{П0 xmэц1 K2} = \frac{1 \cdot 0,92}{0,002 + 0,005 + 0,033} = 22,6 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт аperiodической составляющей тока трёхфазного КЗ на стороне НН ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$i_{a0K2} = \sqrt{2} \cdot I_{п0K2}; \quad (30)$$

$$i_{a0pцK2} = \sqrt{2} \cdot 16,6 = 23,4 \text{ кА};$$

$$i_{a0xmэц1K2} = \sqrt{2} \cdot 22,6 = 31,8 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт ударного тока трёхфазного КЗ на стороне НН ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$i_{удK2} = i_{a0K2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}\right); \quad (31)$$

$$i_{удpцK2} = 23,4 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,01}}\right) = 32 \text{ кА};$$

$$i_{удxmэц1K2} = 31,8 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,01}}\right) = 43,5 \text{ кА}.$$

По [15] упрощённо принимается $T_a=0,01$ с для шин 10 кВ ПС.

Результаты подробных расчётов суммарных уровней токов на стороне 110 и 6 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 17.

Таблица 17 – Токи КЗ

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	I_{a0} , кА	$i_{уд}$, кА
К-1	9,2	12,9	20,7
К-2	39,1	55,2	75,5

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

8.1 Выбор и проверка выключателей

На стороне 110 кВ ПС Городская установлены выключатели в составе КРУЭ производства Japan AE Power Systems [17].

Показательный расчёт по выбору выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (32)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Показательный расчёт по выбору выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из длительного тока проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (33)$$

$$658 \text{ А} \leq 1200 \text{ А}.$$

Показательный расчёт по выбору выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из отключающей способности проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}} ; \quad (34)$$

$$9,2 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт теплового импульса выключателей 110 кВ ПС Городская для точки К-1 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}), \quad (35)$$

$$B_K = 9,2^2 \cdot (0,07 + 1,5 + 0,05) = 136 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – время полного отключения выключателя, 0,07 с;

$t_{сел}$ - степень селективности РЗ, наибольшая величина 1,5 с.

Показательный расчёт номинального теплового импульса выключателей 110 кВ ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (36)$$

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

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости выключателей КРУЭ;

$t_{терм}$ - длительность воздействия тока КЗ.

Показательный расчёт по проверке выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из термической устойчивости способности обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_{Кном} \geq B_K; \quad (37)$$

$$4800 \text{ кА}^2\text{с} \geq 136 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт номинального значения апериодической составляющей тока КЗ выключателей 110 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл. ном} ; \quad (38)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.40 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА};$$

где β_H – номинальное значение доли апериодической составляющей, 0,4;
 $I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения.

Показательный расчёт по проверке выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из отключения апериодической составляющей тока КЗ обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$i_{a.ном} \geq i_{at} ; \quad (39)$$

$$22,56 \text{ кА} \geq 12,9 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт по проверке выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из отключения периодической составляющей тока КЗ обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном} . \quad (40)$$

$$9,2 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт по проверке выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из отключения полного тока КЗ проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$\sqrt{2} \cdot I_{no.k1}^{(3)} + i_{atk1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (41)$$

$$\sqrt{2} \cdot 9,2 + 12,9 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$22,1 \leq 57 \text{ кА.}$$

Показательный расчёт по проверке выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из динамической стойкости проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$i_{y0} \leq i_{скв}. \quad (42)$$

$$17,7 \leq 100 \text{ кА.}$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке выключателей 110 кВ ПС Городская в цепях линий и перемычке получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ ПС Городская

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
1	2	3
Линейные		
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 1200 \text{ А}$ $i_{скв} = 100 \text{ кА}$ $В_{к.НОМ} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$ $I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$ $i_{а.НОМ} = 22,56 \text{ кА}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 658 \text{ А}$ $i_{уд} = 17,7 \text{ кА}$ $В_{к.} = 136 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 9,2 \text{ кА}$ $I_{по} = 9,2 \text{ кА}$ $i_{ат} = 12,9 \text{ кА}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$ $I_{НОМ} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.НОМ} \geq В_{к.}$ $I_{ВКЛ} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{по}$ $i_{а.НОМ} = i_{ат}$
В перемычке		

1	2	3
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1200 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 100 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 22,56 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 658 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 17,7 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 136 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 9,2 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 9,2 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 12,9 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} = i_{\text{ат}}$

Вывод по выбору и проверке выключателей 110 кВ состоит в успешной применимости КРУЭ-110 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская.

На вводах 6 кВ ПС Городская выбираем вакуумные выключатели. Принимаем вводные выключатели типа ВРС-6-40/2000 УХЛ2 производства ЗАО «Высоковольтный союз» [18].

Показательный расчёт по выбору выключателей 6 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

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

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}.$$

Показательный расчёт по выбору выключателей 6 кВ ПС Городская исходя из длительного тока проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{P_{\text{max}} \text{ HH}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{HH}})^2 + (Q_{\text{HH}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} ;$$

$$I_{P_{\text{max}} \text{ HH}} = \frac{\sqrt{68520^2 + 34940^2}}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 4} = 1852 \text{ А};$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$1852 \text{ A} \leq 2000 \text{ A}.$$

Показательный расчёт по выбору выключателей 6 кВ ПС Городская исходя из отключающей способности проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$39,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт теплового импульса выключателей 6 кВ ПС Городская для точки К-2 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о.К2}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

(43)

$$B_{\text{к}} = 39,1^2 \cdot (0,07 + 1,5 + 0,01) = 2421 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт номинального теплового импульса выключателей 6 кВ ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

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

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

Показательный расчёт по проверке выключателей 6 кВ ПС Городская исходя из термической устойчивости способности обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_{\text{кном}} \geq B_{\text{к}};$$

$$4800 \text{ кА}^2\text{с} \geq 2421 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт номинального значения апериодической составляющей тока КЗ выключателей 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл ном}};$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0.40 \cdot 40 = 22,56 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт по проверке выключателей 110 кВ ПС Городская исходя из отключения апериодической составляющей тока КЗ обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}};$$

$$22,56 \text{ кА} \geq 22,1 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт по проверке выключателей 6 кВ ПС Городская исходя из отключения периодической составляющей тока КЗ обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном} \cdot$$

$$39,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт по проверке выключателей 6 кВ ПС Городская исходя из отключения полного тока КЗ проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.о}^{(3)} + i_{атк2} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 39,1 + 22,1 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$77,2 \leq 79 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт по проверке выключателей 6 кВ ПС Городская исходя из динамической стойкости проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$i_{уд} \leq i_{скв}.$$

$$75,5 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке выключателей 6 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ ПС Городская

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
ВВОДНЫЕ		
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 102 \text{ кА}$ $W_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 22,56 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 1852 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 75,5 \text{ кА}$ $W_{\text{к}} = 2421 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 39,1 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 39,1 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 22,1 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} = i_{\text{ат}}$
сЕКЦИОННЫЙ		
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 102 \text{ кА}$ $W_{\text{к.ном}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$ $i_{\text{а.ном}} = 22,56 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 1852 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 75,5 \text{ кА}$ $W_{\text{к}} = 2421 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 39,1 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 39,1 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 22,1 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{к.ном}} \geq W_{\text{к}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{а.ном}} = i_{\text{ат}}$

Вывод по выбору и проверке выключателей 6 кВ состоит в успешной применимости РУ-6 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская. Линейные выключатели типа ВВ/Тел-6–12,5-20/630 УХЛ-2 в замене не нуждаются.

8.2 Выбор и проверка разъединителей

На ПС Городская разъединители на стороне 110 кВ в составе КРУЭ.

Показательный расчёт по выбору разъединителей 110 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

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

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Показательный расчёт по выбору разъединителей 110 кВ ПС Городская исходя из длительного тока проводится по исходным данным с их дальнейшим

использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$658 \text{ A} \leq 1200 \text{ A}.$$

Показательный расчёт теплового импульса разъединителей 110 кВ ПС Городская для точки К-1 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$B_K = I_{\text{н.о.К1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_K = 9,2^2 \cdot (0.07 + 1.5 + 0.05) = 136 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт номинального теплового импульса разъединителей 110 кВ ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

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

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

Показательный расчёт по проверке разъединителей 110 кВ ПС Городская исходя из термической устойчивости способности обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_{кном} \geq B_{к};$$

$$4800 \text{ кА}^2\text{с} \geq 136 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт по проверке разъединителей 110 кВ ПС Городская исходя из динамической стойкости проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$i_{уд} \leq i_{скв}.$$

$$17,7 \leq 100 \text{ кА}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке разъединителей 110 кВ ПС Городская в цепях линий и перемычке получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ ПС Городская

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1200 \text{ А}$ $i_{скв} = 100 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 658 \text{ А}$ $i_{уд} = 17,7 \text{ кА}$ $B_{к.} = 136 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к}$

Вывод по выбору и проверке разъединителей 110 кВ состоит в успешной применимости КРУЭ-110 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская.

8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

В КРУЭ 110 кВ и на вводах трансформаторов ПС Городская устанавливаются элегазовые трансформаторы тока в составе КРУЭ.

Показательный расчёт по выбору трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Показательный расчёт по выбору трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская исходя из длительного тока обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$658 \text{ А} \leq 1200 \text{ А}.$$

Показательный расчёт теплового импульса трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская для точки К-1 и номинального теплового обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

$$B_K = 9,2^2 \cdot (0,07 + 1,5 + 0,05) = 136 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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

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

Показательный расчёт по проверке трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская исходя из термической устойчивости способности обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_{\text{кном}} \geq B_{\text{к}} ;$$

$$4800 \text{ кА}^2\text{с} \geq 136 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт по проверке трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская исходя из динамической стойкости обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}},$$

$$17,7 \leq 100 \text{ кА}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору оборудования вторичных цепей трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская для компактного представления оформлены с помощью таблицы 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Оборудование вторичной цепи	Марки приборов	Нагрузка, ВА		
		ф.А	ф.В	ф.С
Амперметр	РА-201А		0,36	
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1,5		1,5
итого		1,5	0,36	1,5

Показательный расчёт номинального сопротивления вторичной обмотки трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (44)$$

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом} ;$$

где S_{2H} - мощность вторичной обмотки трансформаторов тока 110 кВ в классе точности 0,5, 20 ВА.

Показательный расчёт общего сопротивления оборудования вторичной обмотки трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} ; \quad (45)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{25} = 0,06 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – нагрузка оборудования вторичных цепей, 1,5 ВА.

Показательный расчёт сопротивления проводов включения оборудования вторичной обмотки трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (46)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,57 \text{ Ом},$$

где q - сечение проводов 4 мм²;

ρ - удельное сопротивление провода АКРВГ, 0,0283, [19];

l - длина проводов, 80 м.

Расчёт сопротивления нагрузки вторичной обмотки трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская выполнен по указанной формуле:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}; \quad (47)$$

$$z_2 = 0.05 + 0.57 + 0.06 = 0,68 \text{ Ом};$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов, примерно 0.05 Ом.

Показательный расчёт по проверке трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская исходя из нагрузки вторичных цепей обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (48)$$

$$0,68 \text{ Ом} \leq 0,8 \text{ Ом}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке трансформаторов тока 110 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор трансформатора тока 110 кВ на ПС

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_{\text{уст}}$
$I_H = 1200 \text{ А}$	$I_P = 658 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0,68 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 136 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 17,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Вывод по выбору и проверке трансформаторов тока 110 кВ состоит в успешной применимости КРУЭ-110 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская.

На вводах 6 кВ и на секционном выключателе выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1. Показательный расчёт по выбору трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}.$$

Показательный расчёт по выбору трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская исходя из длительного тока обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

$$1852 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}.$$

Показательный расчёт теплового импульса трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская для точки К-2 и номинального теплового обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_k = I_{п.о.К2}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел});$$

$$B_k = 39,1^2 \cdot (0,07 + 1,5 + 0,01) = 2421 \text{ кА}^2\text{с},$$

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

$$B_{НК} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт по проверке трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская исходя из термической устойчивости способности обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_{кном} \geq B_k;$$

$$2977 \text{ кА}^2\text{с} \geq 2421 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт по проверке трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская исходя из динамической стойкости обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{крб}},$$

$$75,5 \text{ кА} \leq 100 \text{ кА}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору оборудования вторичных цепей трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская для компактного представления оформлены с помощью таблицы 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Оборудование вторичной цепи	Марки приборов	Нагрузка, ВА		
		ф.А	ф.В	ф.С
Амперметр	РА-201А1		0,5	
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05	0.12		0.12
Ваттметр	РА-201ВА	0.5		0.5
Варметр	РА-201ВР	0.5		0.5
итого		1.12	0.5	1.12

Показательный расчёт номинального сопротивления вторичной обмотки трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2},$$

$$Z_{2Н} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

где $S_{2Н}$ - мощность вторичной обмотки, 12,5 ВА.

Показательный расчёт общего сопротивления оборудования вторичной обмотки трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,12}{5^2} = 0,0448 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – нагрузка оборудования вторичных цепей, 1,12 ВА.

Показательный расчёт сопротивления проводов включения оборудования вторичной обмотки трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

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

где q - сечение проводов 4 мм²;

ρ - удельное сопротивление провода АКРВГ, 0,0283, [19];

l - длина проводов, 5 м.

Показательный расчёт сопротивления нагрузки вторичной обмотки трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}};$$

$$z_2 = 0,1 + 0,035 + 0,0448 = 0,23 \text{ Ом},$$

где $\Gamma_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов, примерно 0.1 Ом.

Показательный расчёт по проверке трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская исходя из нагрузки вторичных цепей обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

$$0,23 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке трансформаторов тока 6 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены в таблицу 24.

Таблица 24 – Выбор трансформатора тока 6 кВ на ПС Городская

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{Н}} = 3000 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 1852 \text{ А}$	$I_{\text{Н}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2\text{Н}} = 0.5 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{\text{Нр}} = 0.23 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Н}} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{КН}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Кр}} = 2421 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КН}} \geq B_{\text{Кр}}$
$I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{Уд}} = 75,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{Уд}}$

Вывод по выбору и проверке трансформаторов тока 6 кВ состоит в успешной применимости РУ-6 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская.

8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

На стороне 110 кВ установлены трансформаторы напряжения в составе КРУЭ.

Показательный расчёт по выбору трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

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

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору оборудования вторичных цепей трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Городская для компактного представления оформлены с помощью таблицы 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Оборудование вторичной цепи	Марки приборов	S _{потр.} , В*А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P _{2P} , Вт	Q _{2P} , Вар
Вольтметр	РА-201В	2	2	1	0	4	-
Ваттметр	РА-201ВА	1,5	3	1	0	4,5	-
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	5	3	0,38	0,925	15	36,5
		5	3	0,38	0,925	15	36,5
Итого	-	-	-	-	-	38,5	73

Показательный расчёт нагрузки вторичной обмотки трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$S_{2P} = \sqrt{(P_{2P}^2 + Q_{2P}^2)}; \quad (49)$$

$$S_{2P} = \sqrt{(38,5^2 + 73^2)} = 83 \text{ ВА}.$$

Показательный расчёт по проверке трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Городская исходя из нагрузки вторичных цепей обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$S_{2P} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (50)$$

$$83 \text{ ВА} \leq 400 \text{ ВА}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке трансформаторов напряжения 110 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 26.

Таблица 26 – Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
$U_{HT} = 110 \text{ кВ}$ $S_H = 400 \text{ ВА}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$ $S_{2P} = 83 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_{2P}$

Вывод по выбору и проверке трансформаторов напряжения 110 кВ состоит в успешной применимости КРУЭ-110 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская.

На стороне 6 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 6УЗ.

Показательный расчёт по выбору трансформаторов напряжения 6 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору оборудования вторичных цепей трансформаторов напряжения 6 кВ ПС Городская для компактного представления оформлены с помощью таблицы 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Оборудование вторичной цепи	Марки приборов	$S_{потр.}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	РА-201В	2	2	1	0	4	-
Ватметр	РА-201ВА	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	2	16	0,38	0,925	32	78
		2	16	0,38	0,925	32	78
Итого	-	-	-	-	-	71	156

Показательный расчёт нагрузки вторичной обмотки трансформаторов напряжения 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$S_{2P} = \sqrt{(P_{2P}^2 + Q_{2P}^2)};$$

$$S_{2P} = \sqrt{(71^2 + 156^2)} = 171 \text{ ВА.}$$

Показательный расчёт по проверке трансформаторов напряжения 6 кВ ПС Городская исходя из нагрузки вторичных цепей обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$S_{2P} \leq S_{\text{ном}},$$

$$83 \text{ ВА} \leq 400 \text{ ВА.}$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке трансформаторов напряжения 6 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 28.

Таблица 28 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
$U_{\text{HT}} = 6 \text{ кВ}$ $S_{\text{H}} = 200 \text{ ВА}$	$U_{\text{H}} = 6 \text{ кВ}$ $S_{\text{P}} = 171 \text{ ВА}$	$U_{\text{HT}} \geq U_{\text{H}}$ $S_{\text{H}} \geq S_{\text{P}}$

8.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В ЗРУ 110 кВ и выше применяются кабели АПвВНГ 3х500. Кабели применяются для соединения трансформаторов с КРУЭ в ЗРУ.

Показательный расчёт по выбору кабелей ошиновки 110 кВ ПС Городская исходя из длительного тока обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}};$$

$$658 \text{ A} \leq 723 \text{ A}.$$

Принимаем сечение по допустимому току АПВВНГ 3х500.

Показательный расчёт по проверке кабелей ошиновки 110 кВ ПС Городская исходя из динамической стойкости проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}.$$

$$17,7 \leq 118 \text{ кА}.$$

Показательный расчёт теплового импульса кабелей ошиновки 110 кВ ПС Городская для точки К-1 и номинального теплового обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{н.о.К1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_{\text{к}} = 9,2^2 \cdot (0,07 + 1,5 + 0,05) = 136 \text{ кА}^2\text{с}.$$

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

$$B_{\text{Кном}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт по проверке кабелей ошиновки 110 кВ ПС Городская исходя из термической устойчивости способности обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_{\text{кном}} \geq B_{\text{к}} ;$$

$$300 \text{ кА}^2\text{с} \geq 136 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Кабель АПВВНГ 3х500 проходит проверку по всем условиям.

В РУ 6 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 11.

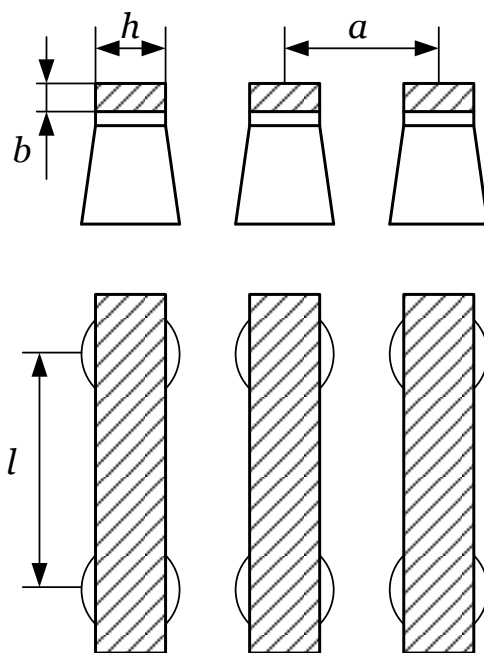


Рисунок 11 – Жёсткая ошиновка РУ 6 кВ

Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения 120×8 мм ,марки АДЗ1Т1 - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные; $I_{\text{доп}} = 1900 \text{ А}$.

Показательный расчёт по выбору жесткой ошиновки 6 кВ ПС Городская исходя из длительного тока обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

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

$$1852 \text{ А} \leq 1900 \text{ А}.$$

Показательный расчёт минимального сечения по условию термической стойкости жесткой ошиновки 6 кВ ПС Городская исходя обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} ; \quad (51)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{136 \cdot 10^6}}{91} = 128,2 \text{ мм}^2 ;$$

$$q \geq q_{\min} ; \quad (52)$$

$$480 \text{ мм}^2 \geq 128,2 \text{ мм}^2 .$$

Показательный расчёт момента инерции и момента сопротивления жесткой ошиновки 6 кВ ПС Городская исходя обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} ; \quad (53)$$

$$J = \frac{12 \cdot 8^3}{12} = 216 \text{ см}^4 ;$$

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6} ; \quad (54)$$

$$W = \frac{1,2^2 \cdot 8}{6} = 1,92 \text{ см}^4 .$$

Показательный расчёт минимального пролёта по условию резонанса колебаний ошиновки 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (55)$$

$$l \leq 0.64 \text{ м.}$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 0,64 м условия недопустимости резонанса, в используемом на ПС Городская типе КРУ К-63 расстояние 0,6 м;

J - момент инерции шины;

q - поперечное сечение шины.

Показательный расчёт механического напряжения в материале шины от изгибающего момента ошиновки 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (56)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{75500^2 \cdot 0,6^2}{0,64 \cdot 0,6} = 93 \text{ МПа,}$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,6 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м.

Расчёт механической прочности ошиновки 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}; \quad (57)$$

$$93 < 150 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7 \sigma_{\text{разр}}; \quad (58)$$

$$150 \leq 0.7 \cdot 220 = 154 \text{ МПа}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке жёстких шин 6 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 29.

Таблица 29 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
$I_{\text{доп}} = 1900 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 150 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{max}} = 1852 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 93 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 128,2 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

8.6 Выбор и проверка изоляторов

Выбираем опорные изоляторы 6 кВ марки ОНШП-6-20 УХЛ1.

Показательный расчёт возникающей нагрузки на головку изолятора 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{yd}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (59)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{75500^2 \cdot 0,6}{0,6} \cdot 10^{-8} = 987 \text{ Н}.$$

Расчёт допустимой нагрузки на головку изолятора 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} , \quad (60)$$

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

Показательный расчёт механической прочности изолятора 6 кВ ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$F_{доп} \geq F_{расч} ; \quad (61)$$

$$1800 \text{ Н} \geq 987 \text{ Н.}$$

Результаты расчётов по выбору и проверке изоляторов 6 кВ ПС Городская для компактного представления оформлены с помощью таблицы 30.

Таблица 30 – Выбор опорных изоляторов 6 кВ

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
$U_H = 6 \text{ кВ}$	$U_p = 6 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{расч} = 987 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

8.7 Выбор и проверка ячеек КРУ

На ПС Городская применяются КРУ 6 кВ марки К-63. Проверка ячеек КРУ 6 кВ ПС производят по следующим параметрам:

Показательный расчёт по выбору КРУ 6 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$6 \text{ кВ} \leq 6 \text{ кВ.}$$

Показательный расчёт по выбору КРУ 6 кВ ПС Городская исходя из длительного тока проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$1852 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}.$$

Показательный расчёт теплового импульса КРУ 6 кВ ПС Городская для точки К-2 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$B_K = I_{\text{н.о.К2}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_K = 39,1^2 \cdot (0,07 + 1,5 + 0,01) = 2421 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт номинального теплового импульса КРУ 6 кВ ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

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

$$B_{\text{Кном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт по проверке КРУ 6 кВ ПС Городская исходя из термической устойчивости способности обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$B_{\text{Кном}} \geq B_K;$$

$$2977 \text{ кА}^2\text{с} \geq 2421 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Показательный расчёт по проверке КРУ 6 кВ ПС Городская исходя из динамической стойкости проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$i_{уд} \leq i_{скв}.$$

$$75,5 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке КРУ 6 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка КРУ 6 кВ ПС Городская

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $i_{скв} = 102 \text{ кА}$ $V_{к.ном} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 1852 \text{ А}$ $i_{уд} = 75,5 \text{ кА}$ $V_{к.} = 2421 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $V_{к.ном} \geq V_{к.}$

Вывод по выбору и проверке КРУ 6 кВ состоит в успешной применимости РУ-6 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская.

8.8 Выбор ОПН

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – 110У/TEL У1 с классом напряжения 110 кВ.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Городская по наибольшему длительному рабочему напряжению проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$U_{HP} \geq \frac{1,05 \cdot U_{HC}}{\sqrt{3}}, \quad (62)$$

$$115 \geq \frac{1,05 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 76,5 \text{ кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство}$$

верное,

где U_{HP} - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, 115 кВ;

U_{HC} - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, 126 кВ.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Городская по условию превышения номинальным напряжением эквивалентного проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$U_{ном} \geq U_k \cdot \left(\frac{T_k}{10}\right)^m, \quad (63)$$

$$110 \geq 165 \cdot \left(\frac{1}{10}\right)^{0,2} = 104 \text{ кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство}$$

верное,

где $U_{ном}$ - номинальное паспортное напряжение ОПН, 110 кВ;

U_k - амплитуда квазистационарного перенапряжения для сетей 110 кВ при сбросе нагрузки кратностью по отношению к номинальному 1,5;

T_k - длительность квазистационарного перенапряжения для сетей 110 кВ при сбросе нагрузки, 1 с;

m - среднее значение коэффициента ОПН, 0,02.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Городская по разрядному току проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{ном P} \geq 5 \text{ кА,} \quad (64)$$

$10 \text{ кА} \geq 5 \text{ кА}$, данное условие соблюдено, так как неравенство верное, где $I_{ном P}$ – номинальный разрядный ток ОПН, 10 кА.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Городская по энергоемкости проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$W = 2 \cdot U_{\text{эк}} \cdot (U_{\text{п}} - U_{\text{эк}}) \cdot \frac{T_B}{Z}; \quad (65)$$

$$W = 2 \cdot 239 \cdot (2,78 \cdot 110 - 239) \cdot \frac{4,12}{400} = 329 \text{ кДж},$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{U_{\text{ном}}}; \quad (66)$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{329}{110} = 3 \text{ кДж/кВ};$$

где $U_{\text{п}}$ - амплитуда напряжения ОПН для диапазона 2%-ных перенапряжений, 2,78 от номинального значения 110 кВ;

$U_{\text{эк}}$ - остающееся напряжение ОПН при разрядном токе 10 кА, 239 кВ;

Z – волновое сопротивление КЛ до ПС Городская, равное 400 Ом;

T - время распространения электромагнитной волны вдоль КЛ до ПС Городская от ответвления основной магистрали, 4,12 мкс.

Используется ОПН-110 кВ классом пропускной способности 2 с током от 401 А до 750 А включительно и удельной энергией от 2 до 3,2 кДж/кВ.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Городская по условию обеспечения взрывобезопасности проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{\text{ВБ}} \geq I_{\text{КЗ}}, \quad (67)$$

40 кА > 9,2 кА, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $I_{ВБ}$ – ток взрывобезопасности ОПН, 40 кА;

$I_{КЗ}$ – наибольшая величина тока КЗ на стороне 110 кВ, 9,23 кА.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Городская по уровню ограничения коммутационных перенапряжений проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$U_{ОСТ} \leq U_{КИ} / (1,15-1,20), \quad (68)$$

$$U_{КИ} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП}, \quad (69)$$

$$U_{КИ} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 344 \text{ кВ};$$

211 кВ < 344/1,2 = 287 кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{ОСТ}$ – остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 1 кА, формой 30/60 мкс, 211 кВ;

$U_{ИСП}$ – испытательное напряжение КЛ-110 кВ, 200 кВ;

$K_{И}$ – коэффициент импульса, 1,35;

$K_{К}$ – коэффициент куммулятивности, 0,9.

Выбор ОПН 110 кВ ПС Городская по уровню ограничения грозových перенапряжений проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$(U_{ИСП_{гр}} - U_{ОСТ.ОПН110}) / U_{ИСП_{гр}} > 0,2-0,25; \quad (70)$$

(367-264)/ 367=0,28 > 0,2-0,25, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{ост.опн110}$ – остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, 264 кВ;

$U_{исп\ гр}$ – значение грозового импульса, 367 кВ.

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 6 кВ.

Выбор ОПН 6 кВ ПС Городская по наибольшему длительному рабочему напряжению проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$U_{НР} \geq 1,02 - 1,05 \cdot U_{НС},$$

$7,2 \geq 1,05 \cdot 6 = 6,3$ кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{НР}$ - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, 7,2 кВ;

$U_{НС}$ - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, 6 кВ.

Выбор ОПН 6 кВ ПС Городская по условию превышения номинальным напряжением эквивалентного проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$U_{ном} \geq U_k \cdot \left(\frac{T}{10}\right)^m,$$

$6 \geq 9 \cdot \left(\frac{1}{10}\right)^{0,2} = 5,7$ кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{ном}$ - номинальное паспортное напряжение ОПН, 6 кВ;

U_k - амплитуда квазистационарного перенапряжения для сетей 6 кВ при сбросе нагрузки кратностью по отношению к номинальному 1,5;

T_k - длительность квазистационарного перенапряжения для сетей 6 кВ при сбросе нагрузки, 1 с;

m - среднее значение коэффициента ОПН, 0,02.

Выбор ОПН 6 кВ ПС Городская по разрядному току проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{ном P} \geq 5 \text{ кА},$$

5 кА \geq 5 кА, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $I_{ном P}$ – номинальный разрядный ток ОПН, 5 кА.

Выбор ОПН 6 кВ ПС Городская по энергоемкости проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$W = 2 \cdot U_{эк} \cdot (U_{II} - U_{эк}) \cdot \frac{T_B}{Z};$$

$$W = 2 \cdot 13 \cdot (2,78 \cdot 6 - 13) \cdot \frac{7,94}{20} = 38 \text{ кДж},$$

$$W_{уд} = \frac{W}{U_{ном}};$$

$$W_{уд} = \frac{38}{6} = 6,3 \text{ кДж/кВ};$$

где U_{II} - амплитуда напряжения ОПН для диапазона 2%-ных перенапряжений, 2,78 от номинального значения 110 кВ;

$U_{эк}$ - остающееся напряжение ОПН при разрядном токе 5 кА, 13 кВ;

Z – волновое сопротивление КЛ от ПС Городская, равное 20 Ом;

T - время распространения электромагнитной волны по КЛ от ПС Городская до ТП, 7,94 мкс.

Используется ОПН-6 кВ классом пропускной способности 5 с током от 1600 А и удельной энергией до 7,1 кДж/кВ.

Выбор ОПН 6 кВ ПС Городская по условию обеспечения взрывобезопасности проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{ВБ} \geq I_{КЗ},$$

40 кА > 39,1 кА, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $I_{ВБ}$ – ток взрывобезопасности ОПН, 40 кА;

$I_{КЗ}$ – наибольшая величина тока КЗ на стороне 6 кВ, 39,1 кА.

Выбор ОПН 6 кВ ПС Городская по уровню ограничения коммутационных перенапряжений проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$U_{ост} \leq U_{ки} / (1,15-1,20),$$

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп},$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 25 = 42,8 \text{ кВ};$$

29,5 кВ < 42,8/1,2 = 35,7 кВ, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 1 кА, формой 30/60 мкс, 29,5 кВ;

$U_{исп}$ – испытательное напряжение КЛ-6 кВ, 25 кВ;

K_I – коэффициент импульса, 1,35;

K_K – коэффициент куммулятивности, 0,9.

Выбор ОПН 6 кВ ПС Городская по уровню ограничения грозových перенапряжений проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$(U_{ИСП гр} - U_{Ост.ОПН6}) / U_{ИСП гр} > 0,2-0,25;$$

$(30-14) / 30 = 0,5 > 0,2-0,25$, данное условие соблюдено, так как неравенство верное,

где $U_{Ост.ОПН6}$ – остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозových импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 5 кА, 14 кВ;

$U_{ИСП гр}$ – значение грозového импульса, 30 кВ.

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке ОПН 6-110 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 32.

Таблица 32 – Выбор и проверка ОПН ПС Городская

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
ОПН-110 кВ ОПН – 110У/TEL У1		
$U_{ном} = 110$ кВ 2-3,2 кДж/кВ	$U_{уст} = 110$ кВ $W_{уд} = 3$ кДж/кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$ класс энергоемкости 2
ОПН-6 кВ ОПН – РВ/TEL У1		
$U_{ном} = 6$ кВ До 7,1 кДж/кВ	$U_{уст} = 6$ кВ $W_{уд} = 6,3$ кДж/кВ	$U_{ном} \geq U_{уст}$ класс энергоемкости 5

Вывод по выбору и проверке ОПН 110-6 кВ состоит в успешной применимости РУ-6 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская.

8.9 Выбор предохранителей 10 кВ

Для защиты ТСН и ТН используются предохранители ПКТ101-6-20-40У3 и ПКН001-6-20-40У3. Показательный расчёт тока максимального режима ТСН 6/0,4 кВ ПС Городская проводится по указанной формуле:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{мси}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (72)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 6} = 15,4 \text{ А.}$$

Показательный расчёт по выбору предохранителей 6 кВ ПС Городская исходя из напряжения установки проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

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

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Показательный расчёт по выбору предохранителей 6 кВ ПС Городская исходя из длительного тока проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$15,4 \text{ А} \leq 20 \text{ А.}$$

Показательный расчёт по выбору предохранителей 6 кВ ПС Городская исходя из отключающей способности проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$39,1 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

Результаты подробных расчётов по выбору и проверке предохранителей 6 кВ ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 33.

Таблица 33 – Выбор и проверка предохранителей 6 кВ ПС Городская

Данные по техническому паспорту оборудования	Данные по расчётным параметрам	Выбор и проверка по необходимым условиям
Предохранители ТСН		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 20 \text{ А}$ $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 15,4 \text{ А}$ $I_{по} = 39,1 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$
Предохранители ТН		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 20 \text{ А}$ $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 19,3 \text{ А}$ $I_{по} = 39,1 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$

Вывод по выбору и проверке предохранителей 6 кВ состоит в успешной применимости РУ-6 кВ с учётом роста нагрузки на ПС Городская.

8.10 Выбор системы оперативного тока

На ПС Городская используется постоянный оперативный ток напряжением 220 В [10]. В качестве источника постоянного оперативного тока предусматривается аккумуляторная батарея 220 В. Для распределения оперативного тока запроектирован щит постоянного тока из панелей ПСН-1200.

Для дублирования питания потребителей постоянного тока шины щита разделены на две секции, соединенные рубильником. В качестве зарядно-подзарядных агрегатов применены стабилизированные выпрямительные агрегаты. Для повышения надежности питания потребителей оперативного постоянного тока их разделяют на группы (сеть питания электромагнитов включения, сеть управления, защиты и автоматики, сеть сигнализации), каждая из которых подключается не менее чем двумя взаимно резервируемыми линиями к разным секциям щита постоянного тока.

8.11 Выбор и проверка ТСН

Результаты подробных расчётов по выбору потребителей ТСН 6 кВ ПС Городская для компактного представления оформлены с помощью таблицы 34.

Таблица 34 – Нагрузка ТСН ПС Городская

Нагрузка	P, кВт	cos (φ)	tg (φ)	Q, квар
Система охлаждения	5,5	0,85	0,62	3
Освещение, отопление, вентиляция	100	0,9	0,48	48
Маслохозяйство	100	0,85	0,62	62
компрессорная	30	0,8	0,75	23
Всего	236			136

Показательный расчёт нагрузки ТСН 6 кВ ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (73)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{236^2 + 136^2} = 218 \text{ кВА},$$

где k_c – коэффициент одновременности загрузки, 0,8 [16];

$P_{расч}$, $Q_{расч}$ - суммарная мощность потребителей собственных нужд, кВт, квар.

Показательный расчёт мощности трансформатора ТСН 6 кВ ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (74)$$

$$S_T = \frac{218}{0,7 \cdot 2} = 155 \text{ кВА},$$

где k_3 – коэффициент загрузки, 0,7 [16];

N_T - количество ТСН на ПС Городская.

Выбираются сухие трансформаторы ТСЗ 160/6.

8.12 Выбор аккумуляторных батарей

Показательный расчёт количества ячеек батарей в различных режимах (подзаряда, заряда, аварийном) проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}}, \quad (75)$$

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ шт.},$$

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ шт.},$$

$$n = \frac{230}{1,75} = 130 \text{ шт.},$$

где n_0 - число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ - напряжение на шинах постоянного тока, 230 В;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

Показательный расчёт типового количества батарей в работе проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$N \geq 1.05 \cdot \left(\frac{I_{AB}}{J} \right), \quad (76)$$

$$I_{AB} = I_{\text{выкл}(110)} + I_{\text{выкл}(10)} + I_{\text{привод}} + I_{\text{преобр}}, \quad (77)$$

$$I_{AB} = 15 + 5 + 200 + 30 = 250 \text{ A.}$$

$$N = 1,05 \cdot \left(\frac{250}{24} \right) = 11.$$

где I_{AB} - нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J - допустимая нагрузка аварийного разряда, 24 А/В.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

На ПС Городская устанавливаются два отдельно работающих трансформатора мощностью 63 МВА, для которых проводится расчёт комплектов защит [20]:

- расчёт уставок дифференциальной защиты, реализованной терминалом микропроцессоров «Сириус-Т»;
- расчёт уставок максимальной токовой защиты при отсутствии пуска по напряжению, реализованной терминалом микропроцессоров «Сириус-Т» [20];
- установка газовой защиты с выбором сигнализации об излишнем газообразовании;
- для включения обдува выбирается уставка включения вентиляторов обдува трансформатора для охлаждения масла и сигнализации о повышении температуры масла [21].

9.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Показательный расчёт номинального тока обмотки ВН и НН трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{ном.110} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (78)$$

$$I_{ном110} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 317 A;$$

$$I_{ном.6} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (79)$$

$$I_{ном.6} = \frac{31500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2890 A;$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, 63000 кВА для стороны ВН, 31500 кВА для стороны НН при равном распределении мощности между обмотками НН1 и НН2;

$U_{в}$ - номинальное напряжение обмотки, кВ.

Результаты подробных расчётов вторичных токов защиты трансформатора ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 35.

Таблица 35 – Расчёт вторичных токов защиты трансформатора ПС Городская

параметр	Условное обозначение/ формула	Полученное значение	
		Сторона ВН 110 кВ	Сторона НН 6 кВ
Ток соответствующей стороны защиты трансформатора, А	$I_{ном}, А$	317	2890
Схема соединения ТТ		Δ	Y
Коэффициент используемой схемы	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	1200/5	3000/5
Применяемый ТТ		ТРГ-110	ТОЛ-6-1
Величина вторичного тока*, А	$I_{2ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	$\frac{316 \cdot \sqrt{3}}{1200/5} = 2,3$	$\frac{2890 \cdot 1}{3000/5} = 4,8$

* K_I – полученный коэффициент трансформации ТТ;

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

Выбор уставок дифференциального органа с торможением.

Показательный расчёт максимального расчетного тока небаланса трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{нб. макс} = I_{н. ном} \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}); \quad (80)$$

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

где $k_{пер}$ - коэффициент переходного режима, 1;

$I_{нтт}$ - номинальный вторичный ток трансформатора тока, 5 А;

$\Delta U_{рег}$ - относительная погрешность, обусловленная устройством РПН, 0,16;

$\Delta f_{выр}$ - величина погрешности из-за неточности подбора номинальных токов ТТ для сторон ВН и НН, 0,03;

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

Расчёт относительного значения тока КЗ, при его возникновении на стороне ВН трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_K^* = \frac{I_{K1}}{I_{ном}}; \quad (81)$$

$$I_K^* = \frac{9200}{317} = 29;$$

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

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

Рассчитать начальное значение дифференциального тока срабатывания защиты трансформатора ПС Городская допускается по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{днач} \geq k_{отс} \cdot I_{нб макс}; \quad (82)$$

$$I_{днач} \geq 1,3 \cdot 1,45 = 1,885 \%,$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, 1,3.

Принимаем $I_{д ср} = 190\%$.

Показательный расчёт тока небаланса при $k_{пер} = 2$ трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{нб макс} = I_K^* \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}); \quad (83)$$

$$I_{нб макс} = 29 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) = 11,33.$$

Выполнение расчёта дифференциального тока срабатывания при расчётном внешнем КЗ при повреждении трансформатора ПС Городская осуществляется по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{д расч} = k_{отс} \cdot I_{нб макс}; \quad (84)$$

$$I_{д расч} = 1,3 \cdot 11,33 = 14,72.$$

Показательный расчёт коэффициента торможения трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$K_{торм} = \frac{I_{д расч} - I_{д нач}}{I_{торм расч} - I_{торм нач}}; \quad (85)$$

$$K_{торм} = \frac{14,72 - 1,9}{29 - 1} = 0,457,$$

где $I_{\text{торм расч}} = I_K^* = 29$ - расчётный тормозной ток;

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

Примем $K_{\text{торм}} = 46\%$.

Положение «1» программной накладки №11 подбирается для непрерывной работы терминала защиты трансформатора.

Отстройка от бросков тока намагничивания:

$$I_{\text{ДТО}} \geq 6.$$

Показательный расчёт возникающего небаланса по току, если $k_{\text{пер}} = 4$ для трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\text{нб макс}} = I_K^* \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}); \quad (86)$$

$$I_{\text{нб макс}} = 29 \cdot (4 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) = 17,14.$$

Отстраивать защиту от максимального тока небаланса при внешних КЗ за трансформатором ПС Городская допускается в случае использования исходной информации и указанной формулы:

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб макс}}; \quad (87)$$

$$1,5 \cdot 17,14 = 25,71.$$

Примем $I_{\text{ДТО}} = 25,71\%$.

Принимается выдержка времени $t_{\text{с.з.ДТЗ}} = 0,8$ с.

9.2 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

Показательный расчёт величины тока, при котором произойдет срабатывание защиты, если выполнить её отсройку от тока нагрузки трансформатора ПС Городская проводится по указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам} \cdot I_{р.мах}}{K_г}, \quad (88)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 2890}{0,95} = 9127 \text{ А},$$

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

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

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

$K_г$ – коэффициент возврата, $0,95$;

Показательный расчёт тока срабатывания защиты по условию согласования с ДТО трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{с.з.} = K_n \cdot K_{ток} \cdot I_{сз_ДТО}; \quad (89)$$

$$I_{с.з.} = 1 \cdot 1,1 \cdot 2600 = 2860 \text{ А},$$

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

K_n – коэффициент надёжности, $1,1$;

$I_{сз_ДТО}$ – ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки, 2600 А .

Величина тока срабатывания МТЗ устанавливается – 9200 А .

Показательный расчёт относительного тока срабатывания защиты трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{c.з.уст} = \frac{I_{c.з.}}{I_{нтт} \cdot K_{ТНН}} \cdot 100\% ; \quad (90)$$

$$I_{c.з.уст} = \frac{9200}{5 \cdot 3000 / 5} \cdot 100\% = 307\% ;$$

Показательный расчёт чувствительности МТЗ ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$K_{ц.} = \frac{I_{K3min}^{(2)}}{I_{c.з.}} \geq 1,5, \quad (91)$$

где $I_{K3min}^{(2)}$ – значение тока КЗ, полученной в минимальном режиме работы оборудования на стороне 6 кВ, 39100 А.

$$K_{ц.} = \frac{0,87 \cdot 39100}{9200} = 3,7 > 1,5 .$$

Показательный расчёт времени срабатывания МТЗ ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$t_{c.з.МТЗ} = t_{c.з.ДТЗ} + \Delta t_{цел}; \quad (92)$$

$$t_{с.з.МТЗ} = 0,3 + 0,8 = 1,1 \text{ с};$$

где $\Delta t_{с.з.}$ - степень селективности, 0,3 с.

9.3 Расчет защиты трансформатора от перегрузки

Показательный расчёт номинального тока обмотки НН трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{ном.б} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (93)$$

$$I_{ном.б} = \frac{1,4 \cdot 31500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 4046 \text{ А};$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, 63000 кВА;

U_n - номинальное напряжение обмотки НН, 6,3 кВ.

Показательный расчёт величины тока, при котором предполагается работа защиты от перегрузки трансформатора ПС Городская, проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном.б}}{K_в}, \quad (94)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 4046}{0,95} = 4472 \text{ А}.$$

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

$K_в$ – коэффициент возврата, 0,95.

Показательный расчёт относительной величины тока, при котором сработает защита от перегрузки трансформатора ПС Городская, проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{c.z. ycm} = \frac{I_{c.z.}}{I_{нтт} \cdot K_{T ВН}} \cdot 100\% ; \quad (95)$$

$$I_{c.z. ycm} = \frac{4472}{5 \cdot 3000 / 5} \cdot 100\% = 149\% ;$$

Примем $I_{зп нн} = 150\%$.

Показательный расчёт времени срабатывания защиты от перегрузки ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$t_{c.z. ПЕР ВН.} = t_{c.z. МТЗ} + \Delta t_{сел}; \quad (96)$$

$$t_{c.z. ПЕР ВН.} = 0,3 + 1,1 = 1,4 \text{ с.}$$

Показательный расчёт номинального тока обмотки ВН трансформатора ПС Городская в режиме перегрузки проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{ном.110} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в}} ; \quad (97)$$

$$I_{ном110} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443 \text{ A};$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, 63000 кВА;

$U_{\text{В}}$ - номинальное напряжение обмотки ВН, 115 кВ.

Показательный расчёт величины тока, при котором сработает защита от перегрузки трансформатора ПС Городская с действием на сигнал проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном110}}}{K_{\text{г}}}, \quad (98)$$

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,05 \cdot 443}{0,95} = 490 \text{ А.}$$

Показательный расчёт относительной величины тока, при котором ожидается сработает защита от перегрузки трансформатора ПС Городская обеспечивается использованием исходной информации и указанной формулы:

$$I_{\text{с.з. уст}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{I_{\text{н тт}} \cdot K_{\text{T ВН}}} \cdot 100\% ; \quad (99)$$

$$I_{\text{с.з. уст}} = \frac{490}{5 \cdot 1200 / 5} \cdot 100\% = 40,8\% ;$$

Примем $I_{\text{зп ВН}} = 41\%$.

Показательный расчёт времени срабатывания защиты от перегрузки ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$t_{\text{с.з ПЕР НН}} = t_{\text{с.з. МТЗ}} + \Delta t_{\text{сел}}; \quad (100)$$

$$t_{\text{с.з ПЕР НН}} = 0,3 + 1,4 = 1,7 \text{ с.}$$

9.4 Газовая защита трансформатора

На трансформаторе ТРДН-63000/110 и его устройстве РПН используется газовое реле соответственно типа РГЧЗ-66, [22]. Реле реализовано с сигналом на срабатывание камеры с мембраной в результате излишнего газообразования при межвитковых замыканиях в трансформаторе ПС Городская.

9.5 Включение обдува

Показательный расчёт отстройки от номинального тока ВН включения обдува трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{с.з.} = K_n \cdot I_{ном110}, \quad (101)$$

$$I_{с.з.} = 0,67 \cdot 317 = 212 \text{ А},$$

где K_n – коэффициент надежности, 0,67.

Показательный расчёт относительного тока ВН включения обдува трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{с.з. уст} = \frac{I_{с.з.}}{I_{нтт} \cdot K_{ТВН}} \cdot 100\% ; \quad (102)$$

$$I_{с.з. уст} = \frac{212}{5 \cdot 1200 / 5} \cdot 100\% = 17,7\% .$$

Примем $I_{обд\text{ ВН}} = 18\%$.

Время срабатывания защиты $t_{с.з.} = 0,5 \text{ с}$.

Показательный расчёт отстройки от номинального тока НН включения обдува трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле:

$$I_{c.з.} = K_H \cdot I_{номб}, \quad (103)$$

$$I_{c.з.} = 0,67 \cdot 2890 = 1936 \text{ А},$$

Показательный расчёт относительного тока НН включения обдува трансформатора ПС Городская проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$I_{c.з. уст} = \frac{I_{c.з.}}{I_{нтт} \cdot K_{Т НН}} \cdot 100\%; \quad (103)$$

$$I_{c.з. уст} = \frac{1936}{5 \cdot 3000 / 5} \cdot 100\% = 64,5\%;$$

Примем $I_{обд НН} = 65\%$.

Время срабатывания защиты $t_{c.з.} = 0,5 \text{ с}$.

9.6 Устройства автоматического включения резерва

Используются терминалы защиты Сириус-АВР. Показательный расчёт напряжения срабатывания АВР проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$U_{c.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (104)$$

$$U_{c.з.} = 0,4 \cdot 6000 = 2400 \text{ В}.$$

Показательный расчёт времени срабатывания АВР проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$t_{с.з.АВР} = t_{с.з.ПЕР\text{ НН}} + \Delta t_{сел}; \quad (105)$$

$$t_{с.з.АВР} = 0,3 + 1,7 = 2 \text{ с.}$$

10 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПРЕДЛАГАЕМОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данном подразделе оценим надежность предлагаемой схемы электроснабжения ПС Городская. Также определим количество недоотпущенной электроэнергии и предполагаемый ущерб [22].

Справочные данные элементов для расчета представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Данные для расчета

Элемент схемы	ω , 1/год	Tв, ч
Выключатели 110 кВ, (элегазовые) В11; В12; В13	0,001	20
Выключатели 6 кВ, (вакуумные) В21; В22; В23; В24	0,022	11
КЛ 110 кВ, (одноцепная L=31,3 км) Л1	0.032	16
ВЛ 110 кВ, (одноцепная L=17,3 км) Л2	0.032	16
Тр-р 63000/110, Т1; Т2	0,014	70
Шины 110 кВ на одно присоединение	0,016	5
Шины 6 кВ	0,03	5

На рисунке 12 приведена расчетная реконструируемая схема подстанции Городская.

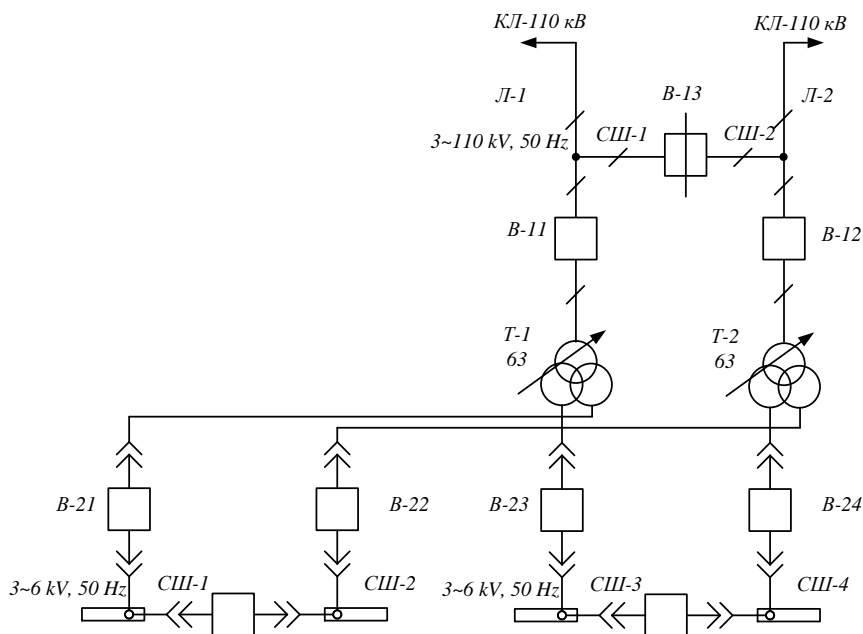


Рисунок 12 – Расчетная схема подстанции Городская

Составим схему замещения полного погашения относительно шин 6 кВ рисунок 13.

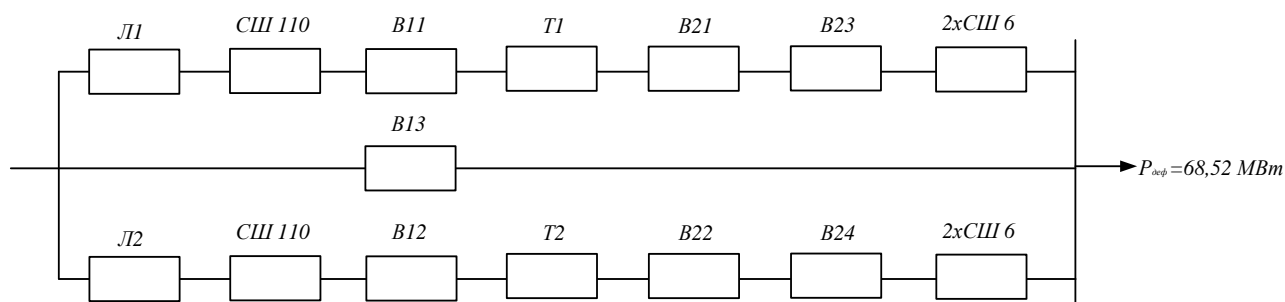


Рисунок 13 – Схема замещения

Для определения вероятности полного погашения схемы, необходимо найти вероятность отказа каждого элемента сети. После этого необходимо сложить последовательно соединённые элементы, а затем параллельно. В данной схеме элементы Л1, СШ110, В11, Т1, В23, 2 элемента СШ6 и В21, также Л2, СШ110, В12, Т2, В24, 2 элемента СШ6 и В22 соединены последовательно. Для полного погашения данной сети должны отказать все элементы первой цепи (q_I) и второй цепи (q_{II}) одновременно с выключателем В13.

Показательный расчёт вероятности отказа выключателя В11 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$q_{B11} = \omega_{B11} \cdot T_v / T_g; \quad (106)$$

$$q_{B11} = 0,001 \cdot 20 / 8760 = 0,000002;$$

где ω_{B11} - параметр потокаотказов выключателя В11, 0,001 1/год;

T_v - время восстановления выключателя В11, 20 ч;

T_g - число часов в году, 8760 ч.

Результаты подробных расчётов вероятностей отказов элементов схемы замещения ПС Городская получаются теми же вычислениями, что ранее показанный расчёт и для компактного представления оформлены с помощью таблицы 37.

Таблица 37 – Показатели надежности элементов

Элемент	ω , 1/год	Tв, ч	q
B11; B12; B13	0,001	20	0,000002
B21; B22; B23; B24	0,022	11	0,000028
Л1	0,032	16	0,001829
Л2	0,032	16	0,001011
T1; T2	0,014	70	0,000112
СШ110	0,016	5	0,000018
СШ6	0,03	5	0,000034

Показательный расчёт вероятности отказа последовательно соединённых элементов Л1, СШ110, В11, Т1, В21, В23, СШ6 проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$q_I = (0,000002 + 0,000028 + 0,000028 + 0,001829 + 0,000112 + 0,000018 + 0,000034 + 0,000034) = 0,00208,$$

$$q_{II} = (0,000002 + 0,000028 + 0,000028 + 0,001011 + 0,000112 + 0,000018 + 0,000034 + 0,000034) = 0,001267.$$

Показательный расчёт полной вероятности отказа схемы проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$q_{полн} = q_I \cdot q_{II} + q_{13}; \quad (107)$$

$$q_{полн} = 0,00208 \cdot 0,001267 + 0,000002 = 0,0000049.$$

Показательный расчёт недоотпущенной электроэнергии проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_{полн} \cdot T, \quad (108)$$

$$W_{нед}=68520 \cdot 0,0000049 \cdot 8760=2957 \text{ кВтч.}$$

Показательный расчёт ущерба проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$Y_{осн} = y_0 \cdot W_{нед}, \quad (109)$$

$$Y_{осн}=2,5 \cdot 2957=7392 \text{ у.е.};$$

где Y_0 – средняя величина удельного основного ущерба (для городской нагрузки принят $Y_0=2,5$ у.е./кВт·ч)

Основной ущерб незначительный, поэтому считаем что предлагаемая схема надёжна.

11 ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО ПОДСТАНЦИИ

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» (СО 153-34.21.122-2003) и с соблюдением требований гл. 4.2.134 ПУЭ седьмого издания, защита здания подстанции, имеющего металлическую кровлю, фермы, колонны с непрерывными электрическими связями между ними, выполняется заземлением металлических элементов здания. В качестве молниеприёмника используется крыша.

Толщина металла кровли предохраняет его от прожога. В качестве молниеотводов используются металлические конструкции здания (фермы, арматура железобетонных конструкций). Токоотводы, соединяющие кровлю (металлическую) с заземлителем, прокладываются по углам здания и не более чем через каждые 24 м по его периметру.

Заземляющее устройство подстанции выполняется в виде контура из стальной полосы сечением 50 х 5 мм с вертикальными электродами из круглой стали диаметром 20 мм.

Показательный расчёт стационарного сопротивления одного вертикального электрода проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right]; \quad (110)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{30}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,3 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,3 + 2)} \right] = 14 \text{ Ом};$$

где l_B - длина вертикального электрода, 2 м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, 0,3 м;

$\rho_{грунт}$ - удельное сопротивление грунта, по [19] для глинистого грунта берём наибольшее из диапазона 1-30 Ом·м;

d - диаметр электродов, 0,02 м.

Показательный расчёт стационарного сопротивления одного вертикального электрода проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

Показательный расчёт стационарного сопротивления одного горизонтального электрода проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (111)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{30}{\pi \cdot 33,3} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 33,3}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,3}} \right] = 0,9 \text{ Ом};$$

где l – длина горизонтальной полосы, 33,3 м.

Показательный расчёт стационарного сопротивления заземлителя проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})} ; \quad (112)$$

$$R = \frac{0,9 \cdot 14}{0,75 \cdot (27 \cdot 0,9 + 1 \cdot 14)} = 0,43 \text{ Ом};$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя, 0,75;

$n_{\text{В}}$ - число вертикальных электродов;

$n_{\text{Г}}$ - число горизонтальных электродов;

Показательный расчёт импульсного сопротивления вертикального электрода обеспечивается использованием указанной формулы:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \cdot R_{ЭB}}{\eta \cdot n_B}, \quad (113)$$

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 14}{0,75 \cdot 27} = 0,7 \text{ Ом};$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Показательный расчёт удельной индуктивности горизонтального заземлителя проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (114)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{33,3}{0,01} - 0,31 \right) = 1,56 \text{ мкГн/м.}$$

Показательный расчёт импульсного коэффициента горизонтального заземлителя проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{ЭГ}}, \quad (115)$$

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,56 \cdot 33,3}{3 \cdot 2 \cdot 0,9} = 10,86;$$

где $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии.

Показательный расчёт импульсного сопротивления горизонтального заземлителя проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{зГ}}, \quad (116)$$

$$R_{u\Gamma} = 10,86 \cdot 0,9 = 9,5 \text{ Ом.}$$

Показательный расчёт импульсного сопротивления заземлителя проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{uB})}, \quad (117)$$

$$R_u = \frac{9,5 \cdot 0,7}{0,75 \cdot (27 \cdot 9,5 + 1 \cdot 0,7)} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Показательный расчёт проверки эффективности стационарного и импульсного сопротивления заземлителя проводится по исходным данным с их дальнейшим использованием в указанной формуле, соответствующей проводимым вычислениям:

$$R_u \leq R_{\text{доп}}; \quad (118)$$

$$0,03 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом};$$

$$R \leq R_{\text{доп}}; \quad (119)$$

$$0,43 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Оба условия электробезопасности в части сопротивления заземлителя ПС Городская соблюдаются.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В рамках данного проекта предусматривается реконструкция подстанции «Городская» напряжением 110-6 кВ для электроснабжения города Хабаровск. Установку трансформаторов большей мощности на подстанции необходимо производить с учётом мер безопасности, опасности возникновения чрезвычайных ситуаций и с учётом экологических показателей.

12.1 Безопасность

Ошибочные операции при обслуживании и ремонте в камерах распределительного устройства 6 кВ ПС Городская для безопасности персонала предотвращаются механическими блокировками [23].

Основная механическая блокировка работает при включении выключателя ввода 6 кВ ПС Городская в то время, когда заземляющие ножи находятся во включенном положении. Далее используются блокировка разъединителей 6 кВ ПС Городская, которая работает при включении разъединителей в то время, когда заземляющие ножи находятся во включенном положении, дополнительно используются блокировка заземляющих ножей, которая работает при включении заземляющих ножей в то время, когда разъединители 6 кВ ПС Городская находятся во включенном положении. Дополнительно устанавливается блокировка включения шинного разъединителя и заземляющих ножей линии в то время, когда выключатель 6 кВ ПС Городская включен.

Ошибочные операции при обслуживании и ремонте в камерах силового трансформатора ПС Городская для безопасности персонала предотвращаются электромагнитными блокировками.

В РУ 110 кВ и РУ 6 кВ применяются ограничители напряжений, которые защищают трансформаторы и остальное оборудование от поступающих коммутационных и электромагнитных помех, волн перенапряжений со стороны кабельных линий.

При эксплуатации электрооборудования ПС Городская выполняются требования [24] для обеспечения электробезопасности при работах.

Ошибочная подача напряжения во время монтажа концевых заделок жил кабелей 6-110 кВ на ПС Городская должна быть исключена путём отсоединения кабелей с той стороны, где расположен источник питания, кроме того концевые заделки жил кабелей заземляются.

Наличие напряжения на сборных шинах внутри камер РУ 6-110 кВ на ПС Городская во время выполнения ремонтов и замены аппаратов не является препятствием для выполнения работ, но только в случае полного отсутствия напряжения внутри камер РУ 6-110 кВ на ПС Городская и установки заземляющих ножей во включенное положение.

Внутри камер кабельных сборок РУ 6-110 кВ на ПС Городская во время выполнения ремонтов и замены аппаратов кабельные сборки должны быть отключены с обеих сторон, заземляющие ножи должны быть включены.

Включение или отключение аппаратов камер РУ 6-110 кВ на ПС Городская во время выполнения ремонтов и замены аппаратов должны производиться тогда, когда двери фасадов камер закрыты и возможность их самопроизвольного отпирания исключена.

Приводах заземляющих ножей сборных шин РУ 6-110 кВ на ПС Городская оборудованы замками блокировки. Механическая блокировка в РУ 6-110 кВ на ПС Городская от ошибочных операций в пределах каждой камеры предусмотрена и смонтирована заводом-изготовителем.

При эксплуатации электрооборудования ПС Городская выполняются требования [25] по охране труда и безопасной эксплуатации, а также составляются планы мероприятий, направленных на улучшение условий труда и его охраны в РУ 6-110 кВ на ПС Городская, проводятся обучающие занятия по недопущению профзаболеваний и несчастных случаев.

Организация работ по охране труда в РУ 6-110 кВ на ПС Городская проводится на основе особенностей эксплуатации и опасных факторов, возникающих при таком подходе к охране труда.

Обеспечение безопасного ведения работ в соответствии с [10] в РУ 6-110 кВ на ПС Городская достигается строгим соблюдением организационных и технических мероприятий при проведении работ вблизи действующих открытых токоведущих частей электрооборудования в РУ 6-110 кВ на ПС Городская без их отключения за счёт нахождения на безопасном расстоянии обслуживающего персонала.

Части электрооборудования в РУ 6-110 кВ на ПС Городская, находящиеся под напряжением на недопустимом по условию электробезопасности расстоянии до обслуживающего персонала или работающих механизмов подлежат отключению и заземлению.

Для работников, обслуживающих РУ 6-110 кВ на ПС Городская предусмотрено прохождение обязательного предварительного медицинского осмотра. Периодические медицинские осмотры проводятся с частотой в зависимости от условий труда, наличия вредных и опасных факторов.

Для работников, обслуживающих РУ 6-110 кВ на ПС Городская разрабатываются и утверждаются ответственными лицами инструкции по охране труда по видам работ и профессиональным разрядам.

Инструкции по охране труда для работников, обслуживающих РУ 6-110 кВ на ПС Городская, содержат перечни определенных технологических операций при эксплуатации и ремонтных работах.

Инструкции по охране труда для работников, обслуживающих РУ 6-110 кВ на ПС Городская, содержат перечни норм техники безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

Инструкции по охране труда для работников, обслуживающих РУ 6-110 кВ на ПС Городская, содержат перечни безопасных приемов труда, исключая аварийные ситуации.

Обеспечение безопасного ведения работ в соответствии с [10] в РУ 6-110 кВ на ПС Городская достигается при условии наличия у работников средств индивидуальной защиты, спецодежды, спецобуви, чистящих и других средств. Работникам в РУ 6-110 кВ на ПС Городская выдаются предохранительные

приспособления и защитные средства только после их осмотра и наличия записей об испытаниях таких средств в соответствии с установленными требованиями. В помещении обслуживающего персонала на ПС Городская оборудовано место размещения медицинской аптечки, достаточный для всего персонала запас медикаментов, перевязочные материалы, шины, обездвиживающие устройства.

Весь обслуживающий РУ 6-110 кВ персонал на ПС Городская проходит обучение способам оказания первой медицинской помощи при электротравмах и бытовых травмах пострадавшим при несчастных случаях. При несчастном случае, нарушении требований охраны труда, нарушении требований техники безопасности организуется расследование в установленном порядке. При этом создаётся рабочая комиссия, назначается председатель из числа ответственного руководящего персонала по результату которого выявляются причины несчастного случая и составляется перечень мер по их предотвращению.

Обеспечение безопасного ведения работ в соответствии с [23] в РУ 6-110 кВ на ПС Городская достигается комплексом проектных решений по зданию ПС Городская в части устройства заземления и зануления корпусов КРУЭ-110 кВ, КРУ-6 кВ, металлоконструкций, к которым крепится оборудование. В РУ 6-110 кВ на ПС Городская токоведущие части ограждены и изолированы, высота их прокладывания более 2.2 м. Переносные светильники на напряжение 36 В применяются для местного освещения рабочих мест для обеспечения безопасного ведения работ в РУ 6-110 кВ на ПС Городская.

Перед тем, как принимается в эксплуатацию оборудование РУ 6-110 кВ на ПС Городская производственный персонал, согласно утвержденного графика обучения практическим навыкам обслуживания, направляется на соответствующую стажировку с последующим получением удостоверения о пройденной стажировке. Инструкции по эксплуатации оборудования РУ 6-110 кВ на ПС Городская согласовываются в соответствии с листом согласования таких инструкций, затем утверждаются ответственным работником, после чего могут применяться в работе.

12.2 Экологичность

Для ПС Городская необходимо определить параметры маслоприемника ПС под заменяемые трансформаторы ТРДН-63000/110/6.

Для трансформаторов ТРДН-63000/110/6 Тольяттинского трансформаторного завода [26] по номенклатуре выпускаемой продукции найдены габаритно-весовые параметры: $M_{\text{масла}}=22830$ кг, $A=7,07$ м, $B=3,81$ м, $H=6,2$ м.

В соответствии с [28], для силовых трансформаторов, в которых используется трансформаторное масло, масса которого превышает 20 тонн, выполняется маслоприемник с отводом масла в маслосборник.

«Маслоприемник выполняется без бортового ограждения с установкой металлической решетки, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0.25 м. либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм».

«Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0.005 в сторону приямка».

«Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже уровня окружающей планировки».

Площадь маслоприёмника находится по формуле, M^2 :

$$S_{\text{МП}} = (A + 2 \cdot \delta) \cdot (B + 2 \cdot \delta), \quad (120)$$

$$S_{\text{МП}} = (7,07 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,81 + 2 \cdot 1,5) = 68,6,$$

где A - длина трансформатора, 7,07 м;

B - ширина трансформатора, 3,81 м;

δ - ширина выступа, 1,5 м [28].

На ПС Городская маслоприёмник устраивается с отводом масла заглубленного типа с решеткой, рассчитанный на приём 100% объёма трансформаторного масла.

Определяем объём трансформаторного масла по формуле, M^3 :

$$V_{TM} = \frac{M}{\rho_{TM}}, \quad (121)$$

$$V_{TM} = \frac{22830}{880} = 25,94,$$

где M - масса масла, 22830 кг;

ρ_{TM} - плотность масла, 880 кг/м³ [29].

Высота маслоприёмника для приёма 100 % масла, м:

$$h_{TM} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \quad (122)$$

$$h_{TM} = \frac{25,94}{68,6} = 0,38.$$

Окончательная высота маслоприёмника с учётом насыпи гравия и зазора от насыпи до окружающей поверхности определяется по формуле, м:

$$h_{МП} = h_{TM} + 0,25 + 0,075, \quad (123)$$

$$h_{МП} = 0,38 + 0,25 + 0,075 = 0,7.$$

Эскиз маслоприёмника представлен на рисунке 14.

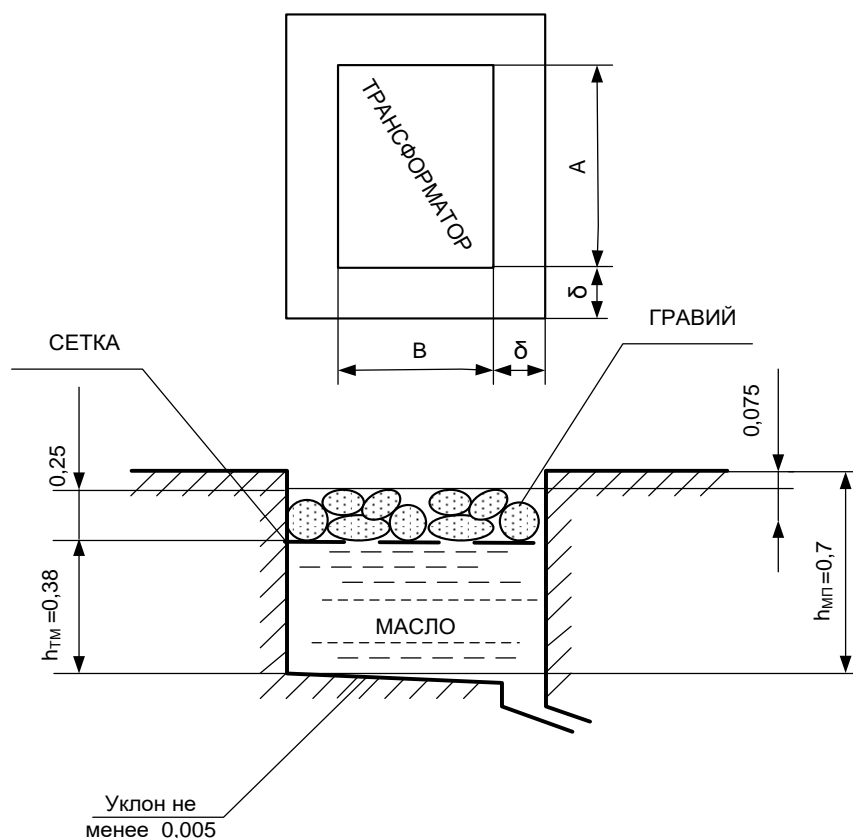


Рисунок 14 - Эскиз маслоприёмника с отводом масла заглубленного типа с решеткой

Маслосборник ПС Городская устраивается закрытого типа и рассчитывается на приём 100% объема трансформаторного масла и 80% объема расходной воды от средств пожаротушения с учетом 30-минутного запаса. Маслосборник ПС Городская снабжается сигнализацией наличия в нем воды с передачей сигнала на диспетчерский щит. Внутренние поверхности маслосборника ПС Городская закрыты маслостойким покрытием [27].

Объём, необходимый для размещения 100 % воды от средств пожаротушения из расчёта орошения площади маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора определяют по следующей формуле, м³:

$$V_{\text{воды}} = i \cdot t \cdot (S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (124)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (68,6 + 134,9) = 73,3,$$

где i - интенсивность пожаротушения, равна $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$;

t - время на тушение пожара, 1800 с;

$S_{\text{БПТ}}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, определяется по формуле, м^2 :

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (125)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (7,07 + 3,81) \cdot 6,2 = 134,9,$$

где H - высота трансформатора, 6,2 м.

Объём маслосборника для приёма 100 % масла и 80% воды, м^3 :

$$V_{\text{МСБ}} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}. \quad (126)$$

$$V_{\text{МСБ}} = 25,94 + 0,8 \cdot 73,3 = 84,5.$$

12.3 Чрезвычайные ситуации

Для предотвращения возгораний на реконструируемой ПС Городская данная ПС оборудуется средствами пожарной безопасности и пожарной сигнализацией.

В здании ПС Городская с общей категорией по пожарной опасности «В» предусматривается внутренний противопожарный водопровод, работоспособность которого должна быть обеспечена регулярными проверками с записями в журнале проведения пожарных тренировок [30].

Тушение пожара в закрытых камерах трансформаторов ПС Городская, а также в кабельном этаже на отм. -2.100 высотой 1.8 м производится тонкораспыленной водой или воздушно-механической пеной средней кратности силами пожарных частей от передвижной пожарной техники с подачей воды от наружных пожарных гидрантов. Наружные пожарные

гидранты оборудуются специальными запираемыми кранами подачи воды, обозначаются места их установки и способ подключения к ним, место расположения гидрантов ограждается для предотвращения его блокирования транспортом или посторонними предметами.

При возгорании в закрытых камерах трансформаторов ПС Городская тушение площади разлива масла от трансформатора производится 6% раствором пенообразователя целевого назначения ПО-6НП, имеющего повышенную огнетушащую способность.

Хранение запаса пенообразователя на ПС Городская не предусматривается ввиду отсутствия постоянного обслуживающего персонала.

Вероятные места расположения передвижной пожарной техники обозначаются соответствующими отметками, при этом выполняется подвод заземляющего проводника в 2-х точках контура заземления ПС Городская.

На ПС Городская применены пожарные извещатели следующих типов для обнаружения пожара с учетом категорий по взрывопожарной и пожарной опасности защищаемых помещений и вида горючей нагрузки.

Пожарные дымовые адресно-аналоговые оптико-электронные извещатели «ДИП-34А» на ПС Городская используются по назначению и реагируют на появление дыма в процессе загораний.

Пожарные тепловые адресно-аналоговые максимально-дифференциальные извещатели «С2000-ИП» на ПС Городская используются по назначению и реагируют на появление тепла в процессе загораний.

Пожарные ручные адресные извещатели ИП 513-3А на ПС Городская используются по назначению и используются для подачи тревожного сообщения «Пожар».

В подпольных кабельных каналах ПС Городская извещатели ДИП-34А крепятся на стене. Ручные пожарные извещатели ИП 513-3А ПС Городская устанавливаются у выходов из здания и на путях эвакуации на стене на уровне 1,5 м от уровня пола и подлежат проверке на исправность срабатывания как с пульта пожарной охраны, так и с места установки.

На ПС Городская организован учёт работ по техническому обслуживанию и планово-предупредительному ремонту технических средств систем противопожарной защиты. Выполняются проверки наличия и состояния первичных средств пожаротушения с записями о нарушениях в специальных журналах.

На каждом этаже здания ПС Городская в прямом поле зрения вывешиваются у эвакуационных выходов с этажа планы эвакуации работников ПС Городская при пожаре и инструкции о действиях персонала по эвакуации при пожаре.

На ПС Городская проводится противопожарная практическая тренировка по эвакуации персонала ПС Городская не реже одного раза в полугодие, проводятся проверки исправности всех элементов систем противопожарной защиты ПС Городская.

Помещения ПС Городская обеспечиваются огнетушителями, места размещения которых отмечены знаками пожарной безопасности [31].

На ПС Городская постоянно находятся в исправном и включённом состоянии и выведены на отдельную магистраль электроснабжения самосветящиеся знаки пожарной безопасности -«Эвакуационный выход», «Аварийный выход», «Дверь эвакуационного выхода». Аварийный источник питания таких знаков проверяется на исправность не реже одного раза в полугодие.

На ПС Городская запоры на дверях эвакуационных выходов имеют возможность их свободного открывания изнутри без ключа.

В здании и помещениях ПС Городская запрещено содержать коридоры и лестничные клетки заставленными оборудованием, материалами, мебелью и другими предметами. Уборка помещений ПС Городская проводится без использования легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Горючие материалы, изделия, оборудование другие предметы запрещено хранить в помещениях ПС Городская. В здании ПС Городская запрещено использовать

технический этаж для служебного пользования, а также для хранения материалов, оборудования и мебели во избежании риска возгорания.

Курение в здании и помещениях ПС Городская запрещено. На момент ввода в эксплуатацию здания ПС Городская все объёмно-планировочные решения являются окончательными, изменения в части переноса путей эвакуации персонала и эвакуационных выходов не могут быть осеществлены. Изменения плана здания, которые могут затруднять доступ к огнетушителям, кранам пожаротушения и аналогичным средствам пожарной безопасности также не могут быть допущены.

В здании и помещениях ПС Городская запрещено заставлять и перекрывать доступ к проходам и к местам крепления спасательных устройств. Дополнительно в лестничных клетках и поэтажных коридорах сооружение кладовых, наличие которых не согласовано при разработке плана здания ПС Городская, складирование и хранение мебели, оборудования, материалов под лестничными маршами и на лестничных переходах не допускается.

Во избежании чрезмерного распространения возгораний и своевременного использования путями эвакуации персонала ПС Городская в здании запрещено снимать самозакрывающиеся двери или устройства для их самозакрывания, а также запрещено запираь самозакрывающиеся двери лестничных клеток, коридоров, тамбуров в открытом положении.

В здании и помещениях ПС Городская использованы пожаробезопасные материалы при устройстве полов, отделке стен и потолков на путях эвакуации.

Светильники со снятыми плафонами и защитными сетками в здании и помещениях ПС Городская отключаются от осветительной сети и запрещены к использованию.

Территория ПС Городская своевременно проходит уборку, пожароопасный мусор в кратчайший срок удаляется с территории ПС Городская. Противопожарные разрывы на территории ПС Городская содержатся всегда свободными для проезда пожарной техники в любое время года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения бакалаврской работы выбран оптимальный вариант реконструкции электрической сети 110 кВ, питающей ПС «Городская» в городе Хабаровск.

В ходе выполнения работы были выполнены анализ существующей сети, прогнозирование электрических нагрузок, разработка возможных вариантов реконструкции сети 110 кВ и выбор оптимального. Для разработанных вариантов проведены расчеты нормальных и послеаварийных режимов и выполнен их анализ.

Для оптимального варианта реконструкции разработана схема реконструкции ПС 110 кВ Городская без увеличения территории существующей ПС. Для этого выбрано современное компактное оборудование 110 кВ. На реконструируемой подстанции рассчитано заземление. Выбраны и проверены электрические аппараты, устройства микропроцессорной защиты трансформаторов ПС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2020-2024 годов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.amurobl.ru/upload/iblock/f9e/SIPR-AO-2020_2024.pdf – 24.05.2023 г.
- 2 Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2022 - 2027 годы, утверждены распоряжением Губернатора Хабаровского края от 29 апреля 2022 г. № 210-р.
- 3 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
- 4 Инструкция по монтажу и эксплуатации кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 – 220 кВ. Электронный каталог. Группа компаний СЕВКАБЕЛЬ, 2014 г.
- 5 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
- 6 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 7 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008.
- 8 Файбисович, Д. Л., Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35 -1150 кВ / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2009. - 576 с.: ил.
- 9 Индексы изменения сметной стоимости на I квартал 2023г. Письмо Минстроя России от 20.01.2023 N 8802-ХМ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ и иных индексах на I квартал 2023 года»

10 Постановление №433 от 17.05.2016г. «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования порядка ценообразования на территориях, объединенных в неценовые зоны оптового рынка электрической энергии и мощности

11 Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru/> – 30.03.2023 г.

12 Официальный сайт ПАО «ДЭК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dvec.ru/> – 30.03.2023 г.

13 Савина Н. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6056.pdf (дата обращения: 10.05.2023).

14 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

15 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: ЭНАС, 2007. – 648 с.

16 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

17 Тарасов А. И., Румянцев Д. Е. «Современное электротехническое элегазовое оборудование», Учебно-методическое пособие, - М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2012. – 144 с.

18 Официальный сайт ЗАО «Высоковольтный союз» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/>– (дата обращения: 10.05.2023).

19 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н.

Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

20 Козлов А. Н. Диагностика электрооборудования высокого напряжения [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Козлов ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 44 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6925.pdf (дата обращения: 24.05.2023).

21 Ротачева А. Г. Проектирование устройств релейной защиты [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы студентов: учеб. пособие / А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 28 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7050.pdf (дата обращения: 24.05.2023).

22 Савина. Н.В. Надёжность систем электроэнергетики: Учебное пособие. Благовещенск: Изд-во Амурский гос. ун-т, 2011.-268с.

23 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года

24 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены Приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229

25 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, утверждены приказом Министерства энергетики РФ от 13 января 2003 г. N

26 Официальный сайт Тольяттинский трансформатор [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://xn--80aawafefneedicwddfghcagi7b4n2c.xn--p1ai/ttproduction/transform/145/1641/>–(дата обращения: 24.05.2023).

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

28 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.

29 ГОСТ 982-80. Масла трансформаторные.

30 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий" (утв. РАО "ЕЭС России" 09.03.2000

31 Постановление Правительства российской федерации от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» (с изменениями на 21 мая 2021 года)