

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети» в связи с подключением подстанции 110/6 кВ Комсомольская

Исполнитель

студент группы 942-узб

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Т.Н. Палкина

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Палкина Татьяна Николаевна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция электрических сетей напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети» в связи с подключением подстанции 110/6 кВ Комсомольская

(утверждено приказом от \_03.04.2023г. № \_794-уч\_)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Нормальная схема электрических соединений Южно – Якутских распределительных сетей, карта-схема присоединения ПС Комсомольская

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования, расчет и прогнозирование электрических нагрузок, разработка конкурентноспособных вариантов электрической сети, основные технико – экономические показатели проекта, расчет и анализ установившихся режимов, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования 110 кВ, выбор и проверка оборудования 6 кВ, релейная защита подстанции, расчет молниезащиты и заземления, безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 45 таблиц, 28 рисунков, программный продукт Visio

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент, канд. техн. наук

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 111 с., 28 рисунков, 46 таблиц, 23 источника, 1 приложение.

ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ОТКЛОНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, УДАРНЫЙ ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕОТВОД, ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

В выпускной квалификационной работе разработан проект подключения подстанции 110/6 кВ Комсомольская к Южно – Якутским электрическим сетям.

Методология исследования — изучение технической литературы, составление схем, планов, проведение инженерных расчётов и их анализ.

В ходе работы над проектом проведено исследование района проектирования и сделан анализ электрической сети, рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, предложены варианты подключения подстанции 110 кВ к существующей сети и выбран наиболее доступный вариант, оценены технико – экономические показатели проекта, проведен расчет и анализ режимов электрической сети, сделан расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальных режимах, выбрано с проверкой оборудование на 110 и 6 кВ, рассчитаны уставки релейной микропроцессорной защиты трансформаторов, спроектирована молниезащита и заземление подстанции, исследована безопасность и экологичность.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Географическая и климатическая характеристика района проектирования электрической сети	9
1.2 Характеристика потребителей, подключаемых к электрической системе	10
1.3 Анализ электрической сети	11
2 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок	14
3 Разработка конкурентоспособных вариантов электрической сети	17
3.1 Разработка и анализ вариантов конфигурации электрической сети	17
3.2 Компенсация реактивной мощности	21
3.3 Выбор номинального напряжения	22
3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	23
3.5 Выбор сечений проводников	25
4 Основные технико – экономические показатели проекта	26
4.1 Определение капиталовложений	26
4.2 Определение эксплуатационных издержек и среднегодовых эксплуатационных расходов	27
5 Расчет и анализ установившихся режимов в существующих сетях	29
5.1 Расчет режима сети	29
5.2 Анализ режимов	31
6 Расчет токов короткого замыкания	33
6.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме	33
6.2 Расчет токов короткого замыкания в минимальном режиме	48
7 Выбор и проверка оборудования 110 кВ	50
7.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ	50
7.2 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ	52

7.3	Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ	53
7.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ	56
7.5	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 110 кВ	57
7.6	Выбор и проверка сборных шин на 110 кВ	59
7.7	Выбор и проверка опорных изоляторов 110 кВ	62
7.8	Выбор и проверка ВЧ заградителей	63
8	Выбор и проверка оборудования 6 кВ	65
8.1	Выбор комплектного распределительного устройства	65
8.2	Выбор и проверка выключателей 6 кВ	65
8.3	Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ	69
8.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ	73
8.5	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 6 кВ	74
8.6	Выбор и проверка сборных шин на 6 кВ	75
8.7	Выбор и проверка опорных изоляторов 6 кВ	78
8.8	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	79
9	Релейная защита ПС 110 кВ Комсомольская	81
10	Расчет молниезащиты и заземления ПС 110 кВ Комсомольская	89
10.1	Расчет молниезащиты ПС 110 кВ Комсомольская	89
10.2	Расчет заземления ПС 110 кВ Комсомольская	93
11	Безопасность и экологичность	99
11.1	Безопасность освещенности	99
11.2	Экологичность ЗРУ	105
11.3	Чрезвычайные ситуации	106
	Заключение	108
	Библиографический список	109
	Приложение А. Расчет режима после подключения ПС Комсомольская	112

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- НГРЭС – Нерюнгринская государственная районная электростанция;  
ЧТЭЦ – Чульманская тепловая электростанция;  
ПС — подстанция;  
ВЛ – воздушная линия;  
ИП – источник питания;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ВН – высокое напряжение;  
СН – среднее напряжение;  
НН – низкое напряжение;  
РПН – регулирование под нагрузкой;  
ЭДС – электродвижущая сила;  
КЗ – короткое замыкание;  
ОПН – ограничитель перенапряжения;  
ВЧ – высокочастотный заградитель;  
КРУ – комплектное распределительное устройство;  
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;  
ПУЭ – Правила устройства электроустановок.

## ВВЕДЕНИЕ

Нерюнгринский бассейн Южной Якутии славится мощными залежами высококачественного каменного угля. При разработке каменно-угольного месторождения на разрез стягивается большое количество высокопроизводительной техники по разработке пластов угля. Также применяются стационарные установки для обеспечения выдачи угля на поверхность при его добыче подземным способом. В технологических установках используются по большей части асинхронные двигатели, потребляющие активную и реактивную мощности. Весь производственный процесс по добыче угля имеет жесткую технологическую зависимость, остановка в работе любого звена приводит к сбою работы всей аппаратной цепочки. Для обеспечения бесперебойного электроснабжения новой угольной шахты возникла необходимость в вводе новых мощностей в Южно – Якутских сетях. Для этой цели разработан проект строительства новой подстанции 110 кВ «Комсомольская», предназначенный для электроснабжения угледобычи открытым и подзем способом.

Объектом исследования в данной работе являются электрические сети напряжением 110 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети», предметом исследования – подстанция 110 кВ Комсомольская.

Цель работы – проектирование реконструкции Южно – Якутских электрических сетей 110 кВ в связи с подключением подстанции 110/6 кВ «Комсомольская».

Для реализации этой цели в выпускной квалификационной работе подставлены следующие задачи:

- исследовать район проектирования;
- определить характеристики расчетных нагрузок;
- разработать конкурентно – способные варианты сети;

- выбрать оптимальный вариант электрической сети и оценить технико
- экономические показатели проекта;
- провести расчет и анализ установившихся режимов;
- провести расчет токов короткого замыкания;
- выбрать оборудование на напряжение 110 кВ и 6 кВ;
- рассчитать уставки для микропроцессорной релейной защиты;
- спроектировать молниезащиту и заземление;
- исследовать безопасность и экологичность подстанции.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Географическая и климатическая характеристика района проектирования электрической сети.

Республика Саха (Якутия) – самый большой по площади субъект, расположенный в северо-западной части Дальнего Востока и входит в состав Дальневосточного федерального округа.

Исследуемый Нерюнгринский район расположен в самой южной части Якутии и граничит с Амурской областью. Изучаемый район находится преимущественно в низкогорной местности 600 – 1000 м, отдельные участки – среднегорные.

Почвы Нерюнгринского района горные мерзлотно – таежные в сочетании с горно – подзолистыми и подбурами. Подзолистые почвы формируются преимущественно на суглинистых породах, поэтому сопротивление почв определяем по суглинку. Глубина сезонного промерзания почв составляет 4-5 м. Сейсмичность на территории достигает 7-9 баллов.

Климат холодный. Наиболее теплый месяц года июль – среднемесячная температура которого + 15 °С. Самый холодный месяц - январь со средней суточной температурой – 37 °С. Абсолютный минимум температуры – 61 °С. Преобладают ветра северо – западного направления со скоростью 1 – 3 м/с. Влажность воздуха составляет 70 - 80 %. В холодное время при температуре – 45 °С и ниже образуются туманы [5]. Краткая характеристика климата района показана в таблице 1.

Таблица 1 — Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчетная величина
1	2

Район по ветру	I
Нормативное ветровое давление, Па	400
Нормативная скорость ветра, м/сек	5

Продолжение таблицы 1

1	2
Район по гололеду	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	15+10
Низшая температура воздуха, °С	- 60
Высшая температура воздуха, °С	+ 35
Число грозных часов в год	20-40
Степень загрязнения атмосферы	I
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	3,99
Удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом*м	1500
Удельное сопротивление грунта в летний период, Ом*м	60-100

## 1.2 Характеристика потребителей, подключаемых к электрической системе.

Нерюнгринский район один из наиболее промышленно развитых районов Якутии и всего Дальнего Востока. Он занимает исключительно выгодное географическое положение, располагаясь близко к Байкало-Амурской магистрали.

В проектируемом районе расположено Денисовское каменноугольное месторождение, глубина залегания пластов 300 метров, мощность пластов 25-27 м. Оно находится юго-западнее на 24 км г. Нерюнгри, на 8 км южнее п. Чульман и на 25 км севернее п. Беркакит. Разработкой угля данного месторождения занимается горно-обогатительный комбинат «Денисовский» угледобывающей компании «Колмар». Отработка угля ведется открытым и подземным способами. В состав ГОК «Денисовский» входят:

- действующая шахта «Денисовская» Центральная - 32,1 млн. тонн запасов угля;
- подключаемая шахта «Денисовская Восточная» - 4 млн. тонн угля в год.

На карте представлены границы Денисовского каменноугольного

месторождения [11].

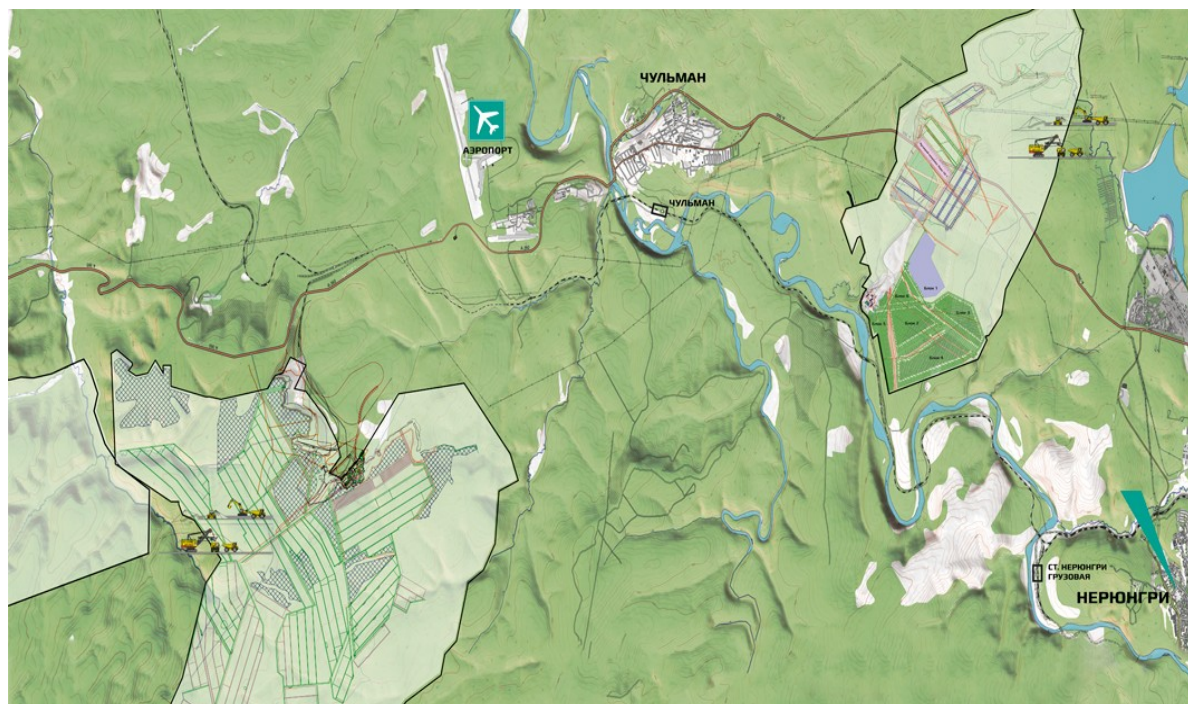


Рисунок 1 – Границы Денисовского разреза каменноугольного месторождения

### **1.3 Анализ электрической сети**

Электроснабжение региона осуществляется двумя электростанциями – Чульманская ТЭС и Нерюнгринская ГРЭС.

Нерюнгринская ГРЭС – это тепловая паротурбинная электростанция с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла. Мощность электростанции – 570 МВт., установленная тепловая мощность - 820 Гкал/час.

Основное оборудования электростанции включает в себя:

- энергоблок №1, работающий на конденсационном режиме мощностью 210 МВт, включающий в себя генератор ТГВ-200-2МУЗ;
- энергоблок №2, работающий с мощностью по 180 МВт на теплофикационном режиме и 210 МВт на конденсационном режиме,

включающий в себя генератор ТГВ-200-2МУЗ [10].

Выдача электроэнергии в энергосистему производится через три блочных силовых трансформатора ТДЦ-250000/110/15,75 и открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 110 и 220 кВ, (соединённые через два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110/35 мощностью по 125 МВА) по линиям электропередачи. Схема электростанции исполнена в виде двух рабочих секционированных и обходной системы шин.

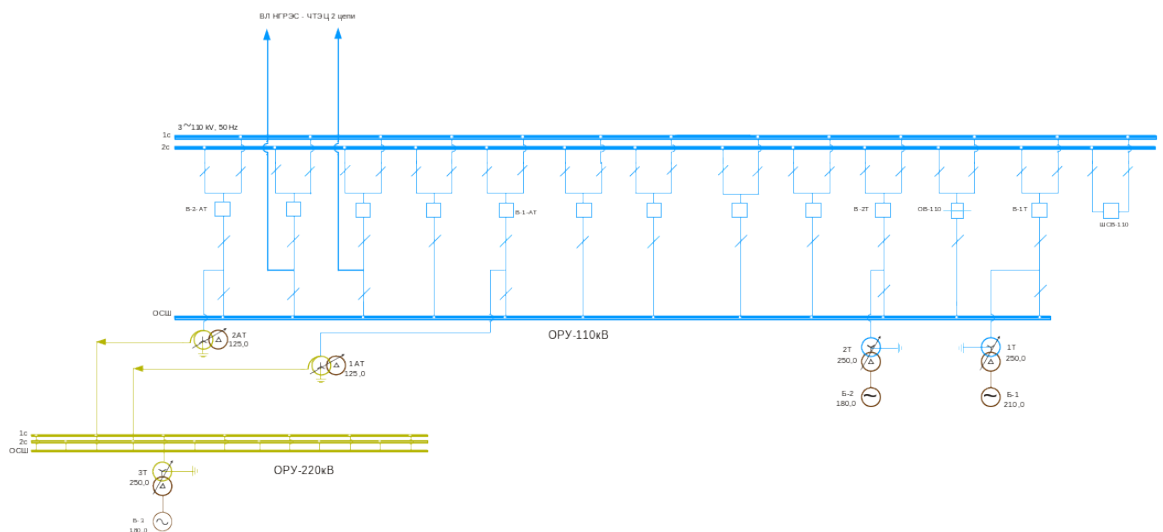


Рисунок 2 – Схема ОРУ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС

В настоящее время идут работы по реконструкции Нерюнгринской ГРЭС это:

- строительство двух энергоблоков, общей мощностью 450 МВт,
- замена двух автотрансформаторов на более мощные, что позволит увеличить выдачу мощности до 90 МВт и увеличить выработку электроэнергии почти на 600 млн кВт\*ч в год,
- замена масляных выключателей на элегазовые.

Чульманская ТЭЦ – это теплоэлектроцентраль с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии с установленной мощностью 48 МВт.

Основное оборудование: четыре турбоагрегата с мощностью по 12 МВт

в составе которых четыре генератора Т-2-12-2У, соединенных в блоки с повышающими трансформаторами по 16 МВА. Схема электростанции выполнена в виде двух рабочих секционированных систем шин.

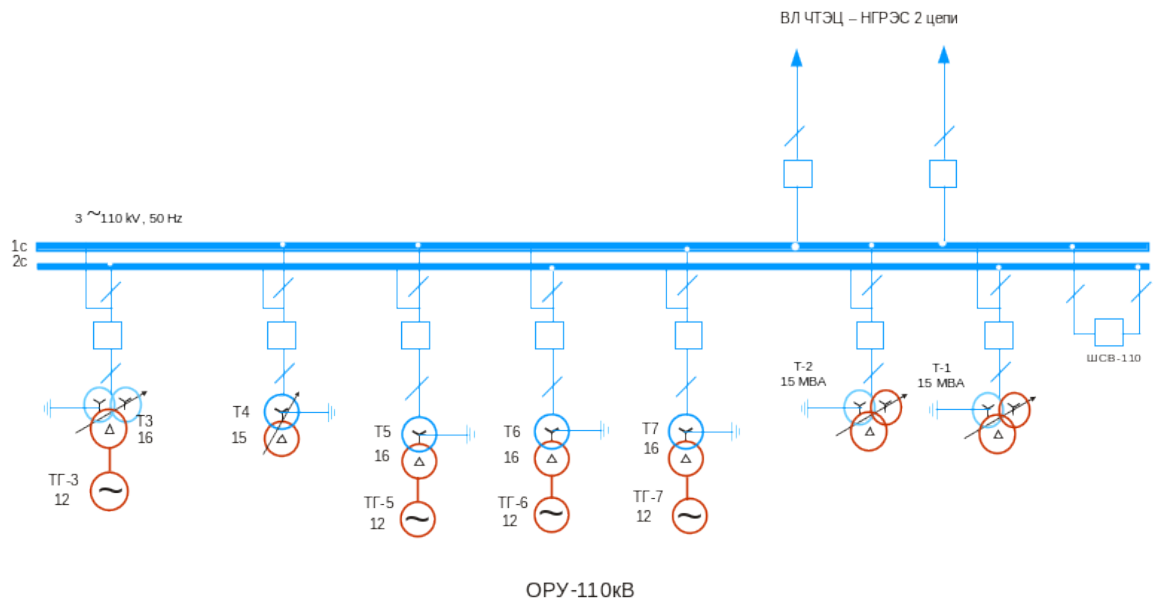


Рисунок 3 – Схема ОРУ 110 кВ Чульманская ТЭС

Выдача мощности на участке проектируемой сети Южно – Якутский сетей осуществляется через две цепи ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭС. К данной воздушной линии отпайками присоединены подстанции 110 кВ: Дежневская, Денисовская и будет подключаться подстанция «Комсомольская».

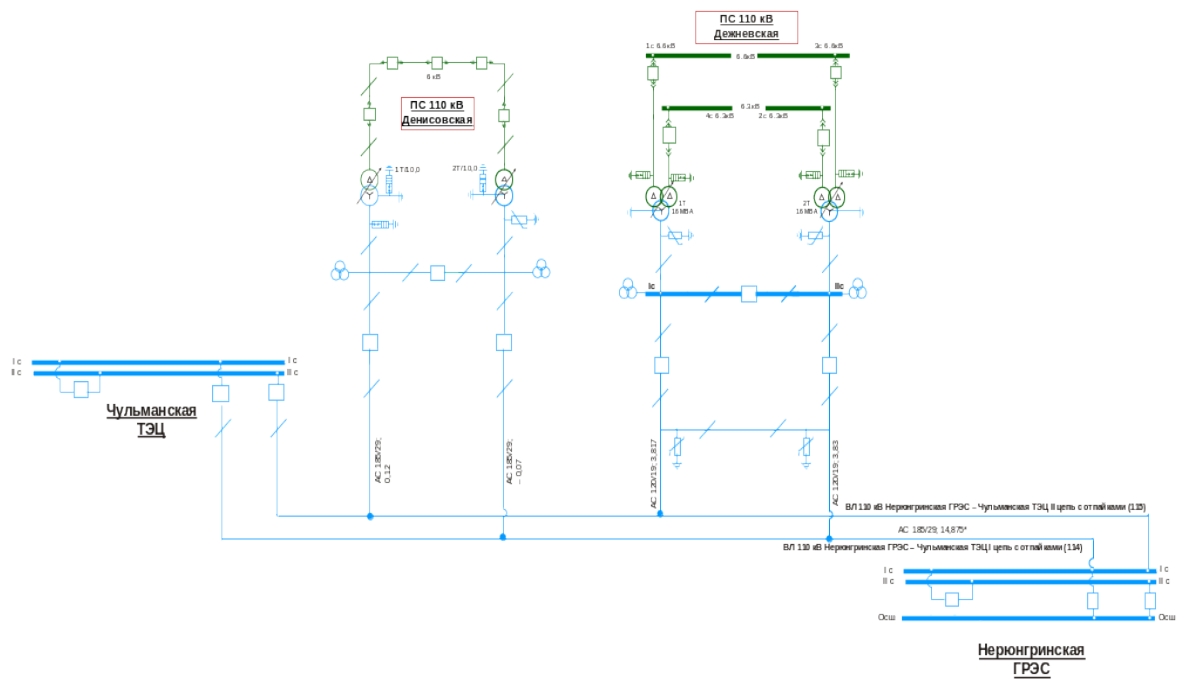


Рисунок 4 – Однолинейная схема сети 110 кв до подключения ПС Комсомольская

## 2 РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для того, чтобы произвести расчет и прогнозирование нагрузок нам необходимо рассчитать значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. С помощью исходных данных: суммарные установленные мощности подстанций и соответствующих им коэффициентов мощности нагрузки произведем необходимый нам расчет.

Для определения максимальной и эффективной нагрузки использовались коэффициенты максимума и формы в таблице 2 [19].

Таблица 2 — Показатели графика электрических нагрузок

Коэффициент графика нагрузки	Коэффициент использования	Коэффициент максимума	Коэффициент формы	Коэффициент летнего снижения нагрузки
значение	0,7	1,2	1,17	0,85

Для определения максимальной активной нагрузки  $P_{\max}$  использовалась формула:

$$P_{\max} = P_{\text{ср}} * k_{\text{м}}, \quad (1)$$

где  $k_{\text{м}}$  - коэффициент максимума, принимаем 1,2;

$P_{\text{ср}}$  - средняя нагрузка подстанции.

Эффективная активная нагрузка находится по формуле:

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{ср}} * k_{\text{ф}}, \quad (2)$$

где  $k_{\text{ф}}$  - коэффициент формы, принимаем 1,17.

Реактивные нагрузки ПС определяются при помощи коэффициента мощности нагрузки по формулам:

$$Q_{\max} = P_{\max} * \text{tg}\varphi, \quad (3)$$

где  $\text{tg}\varphi$  – коэффициент мощности нагрузки.

$$Q_{\text{ср}} = P_{\text{ср}} * \text{tg}\varphi, \quad (4)$$

$$Q_{\text{эф}} = P_{\text{эф}} * \text{tg}\varphi. \quad (5)$$

Для определения летних нагрузок используется коэффициент летнего снижения нагрузки  $K_{\text{лсн}}=0,85$ .

$$P_{\max}^{\text{л}} = P_{\max} * K_{\text{лсн}}. \quad (6)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3 — Расчетные характеристики электрических нагрузок подстанций

Подстанция	$P_{\max}$ , МВт	$P_{\text{ср}}$ , МВт	$P_{\text{эф}}$ , МВт	$Q_{\max}$ , Мвар	$Q_{\text{ср}}$ , Мвар	$Q_{\text{эф}}$ , Мвар
------------	---------------------	--------------------------	-----------------------	----------------------	---------------------------	---------------------------

1	2	3	4	5	6	7
зима						
Денисовская	9,33	7,77	9,09	6,53	5,44	6,36
Дежневская	15	12,5	14,63	10,5	8,75	10,24
Комсомольская	13,5	11,25	13,16	9,45	7,88	9,21
лето						
Денисовская	7,93	6,60	7,73	5,55	4,62	5,41
Дежневская	12,75	10,63	12,44	8,93	7,44	8,71
Комсомольская	11,48	9,56	11,19	8,04	6,69	7,83

Для определения прогнозных нагрузок используем следующую формулу:

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{баз}} * (1+E)^N, \quad (7)$$

где E – коэффициент прироста нагрузок E=0,072 [20],

N – срок выполнения прогноза, примем 5 лет.

Рассчитаем вероятностные характеристики нагрузок и данные внесем в таблицу.

Таблица 4 – Прогнозные вероятностные характеристики подстанций

Подстанция	Р <sub>макс</sub> , МВт	Р <sub>ср</sub> , МВт	Р <sub>эф</sub> , МВт	Q <sub>макс</sub> , Мвар	Q <sub>ср</sub> , Мвар	Q <sub>эф</sub> , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
зима						
Денисовская	13,21	11,00	12,87	9,25	7,70	9,01
Дежневская	21,24	17,70	20,72	14,87	12,39	14,5
Комсомольская	19,12	15,93	18,63	13,38	11,16	13,04
лето						
Денисовская	11,23	9,35	10,95	7,86	6,54	7,66
Дежневская	18,05	15,05	17,62	12,64	10,54	12,33
Комсомольская	16,26	13,54	15,85	11,38	9,47	11,087



## 3 РАЗРАБОТКА КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

### **3.1 Разработка и анализ вариантов конфигурации электрической сети**

В данной работе разрабатываются три варианта подключения подстанции «Комсомольская», выбор будет сделан за самым простым и надежным вариантом для электроснабжения потребителей.

Так как потребитель ГОК «Денисовский» относится к 1 категории надежности все линии проектируются двухцепными. Первый вариант представляет собой подключение ПС «Комсомольская» путем присоединения

ее отпайкой к ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Нерюнгринская ГРЭС. Длина отпайки составит 4,8 км. На рисунке ниже представлена карта – схема первого варианта.

Однолинейная схема сети после реконструкции, для варианта 1 представлена на рисунке 5. При строительстве ПС «Комсомольская» ОРУ 110 кВ будет выполнено по схеме два блока трансформатор – линия с неавтоматической ремонтной перемычкой – 4Н. ПС «Денисовская» выполнена по блочной схеме 4Н, а ПС «Дежневская» - по мостиковой схеме 5Н.

Во втором варианте присоединение ПС «Комсомольская» происходит путем ее присоединения напрямую ко второму источнику питания: Чульманской ТЭЦ. Схема присоединяемой подстанции выполняется двумя блоками с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой. Проектируемые ответвления составят 11,2 км, а также осуществляется реконструкция Чульманской ТЭЦ методом установки двух выключателей 110 кВ.

Карта – схема второго варианта представлена на рисунке 5. Однолинейная схема сети 110 кВ после реконструкции представлена на рисунке 6.

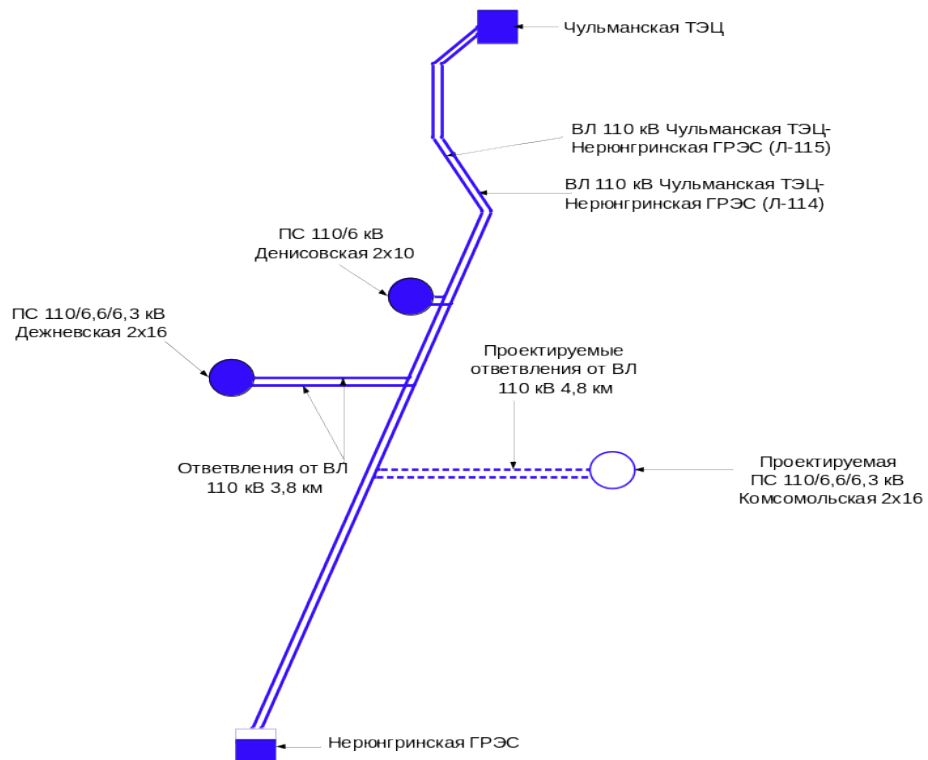


Рисунок 5 – Карта – схема сети варианта 1

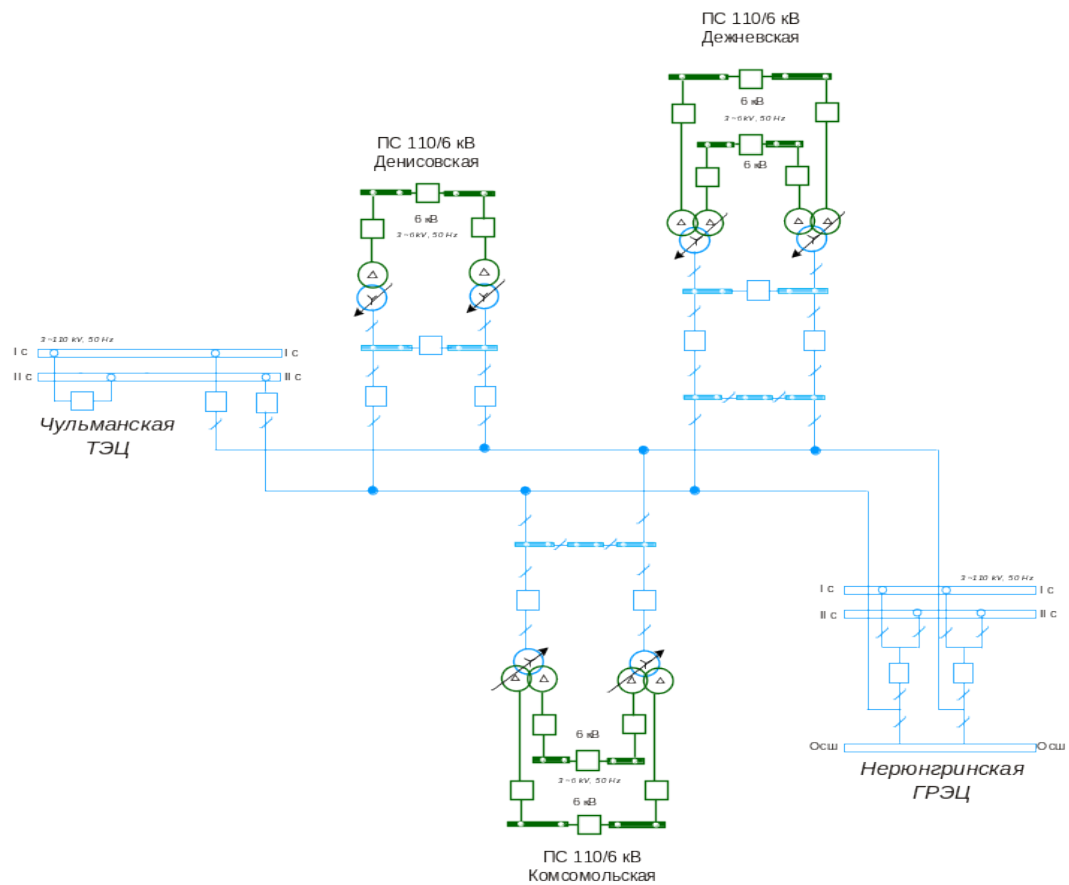


Рисунок 6 – Однолинейная схема сети после реконструкции варианта 1

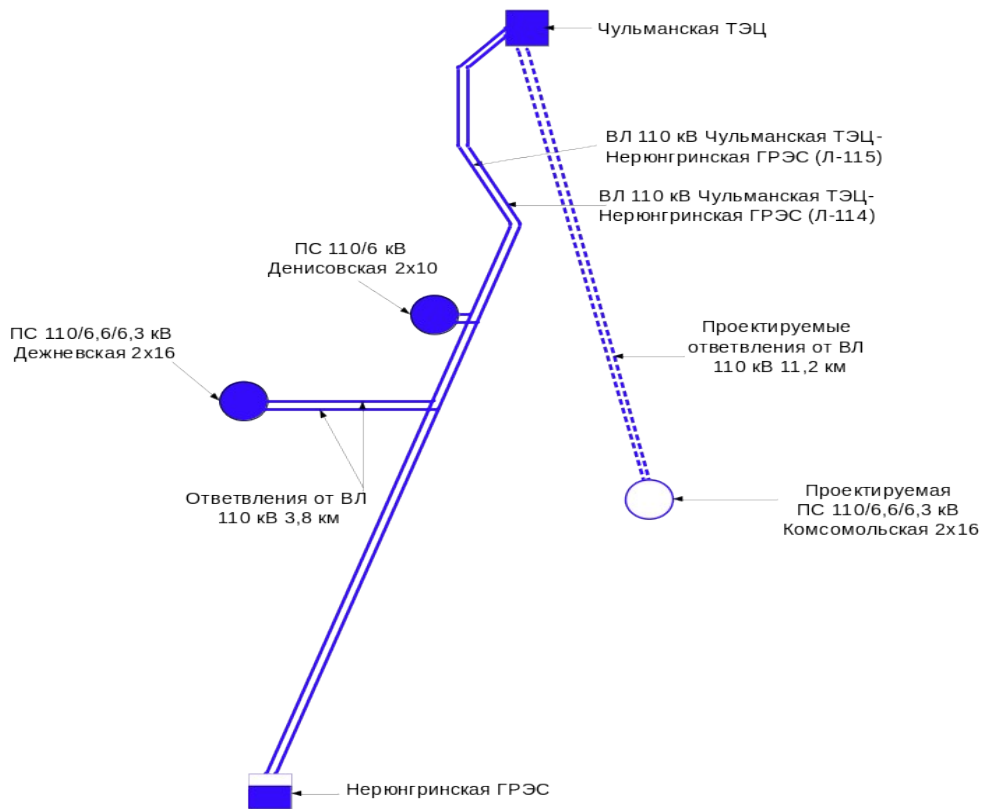


Рисунок 7 – Карта-схема варианта сети 2

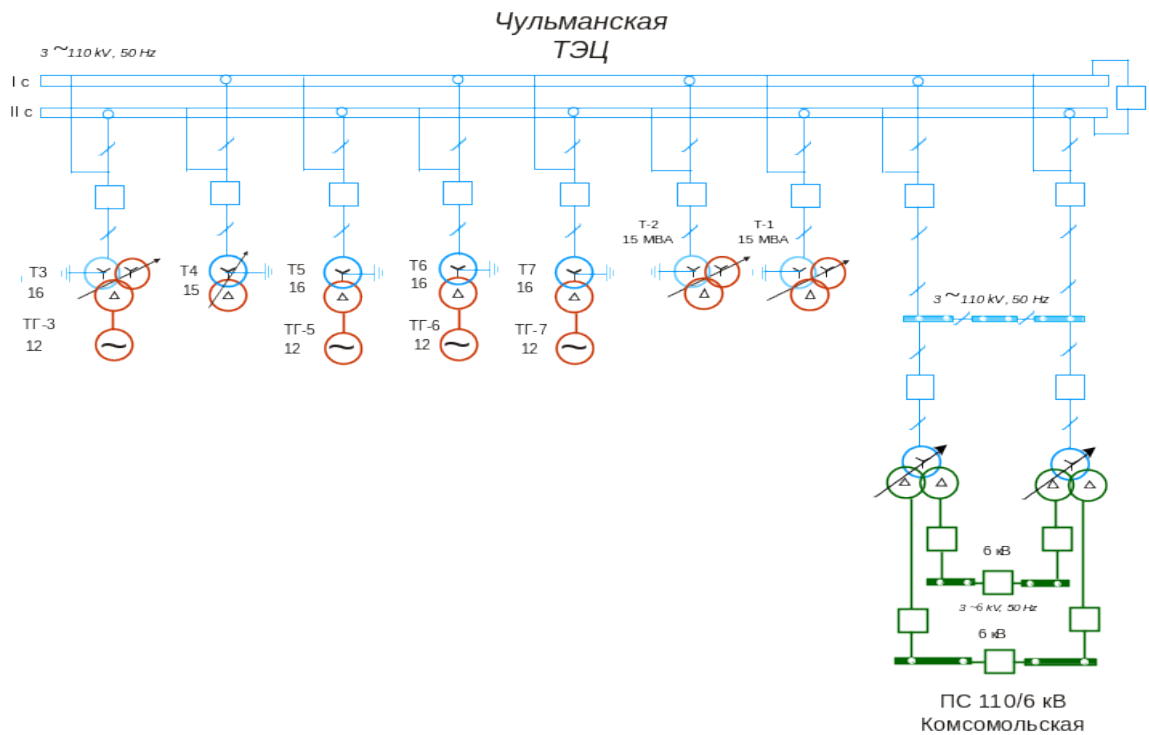


Рисунок 8 – Однолинейная схема сети после реконструкции  
варианта 2

Вариант 3 схемы сети предполагает присоединение к двум подстанциям для создания более надежной схемы сети и возможного проектирования в дальнейшем кольцевой сети. Однолинейная схема присоединения будет иметь вид одна рабочая секционированная выключателем система шин №110-9, так как имеются четыре присоединения высоковольтных линий. Длина проектируемых ответвлений составит 5,3 и 4,6 км.

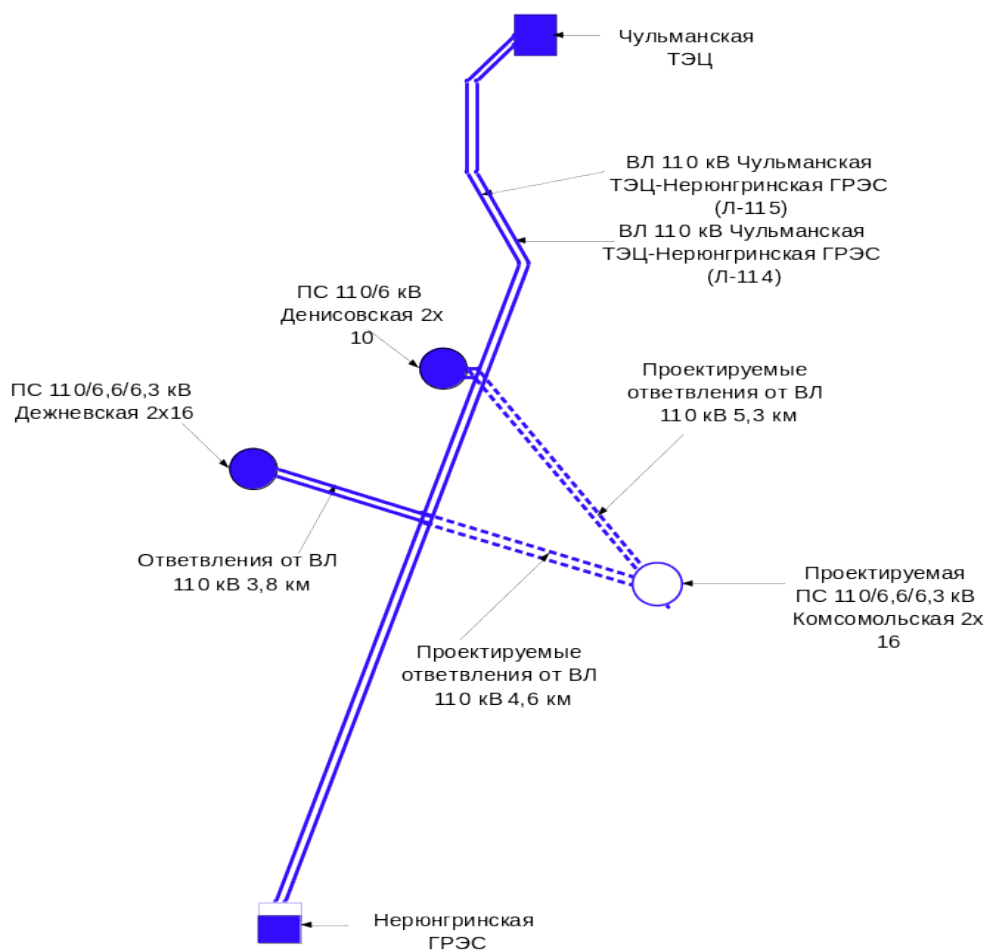


Рисунок 9 – Карта-схема сети варианта 3

Сравним три предложенных варианта по длине ВЛ и количеству выключателей и данные приведем в таблице.

Таблица 5— Сравнение вариантов конфигураций

Схема варианта	L присоединения, км	N выкл, шт
1	9,6	2

2	22,4	2
3	19,8	7

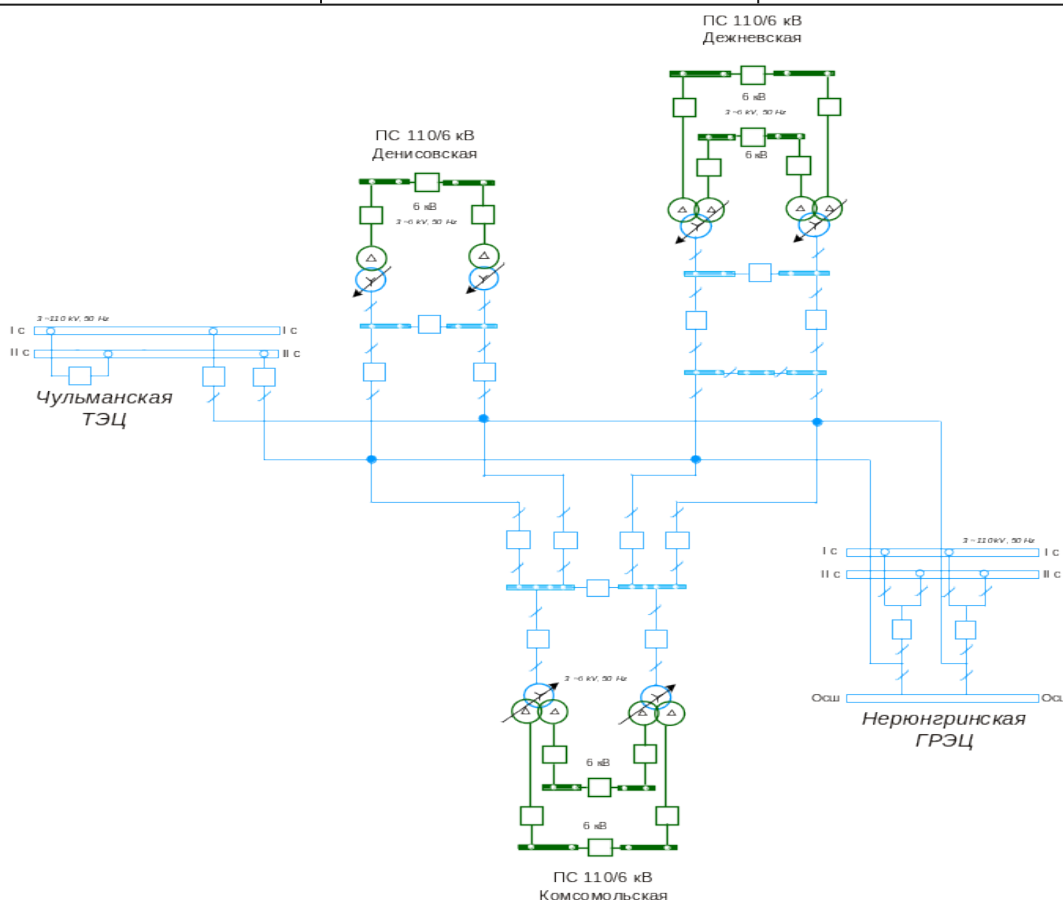


Рисунок 10 – Однолинейная схема сети после реконструкции варианта 3.

Вариант 1 наиболее оптимальный по наименьшей длине присоединений и по количеству выключателей. Вариант второй имеет наибольшую длину линий, а вариант третий имеет наибольшее количество выключателей, поэтому для дальнейших расчетов выбор останавливаем на первом варианте.

### 3.2 Компенсация реактивной мощности

Требуемая мощность компенсирующих устройств подстанции, определяется по формуле, МВар:

$$Q_{\text{треб.ку}} = Q_{\text{max}} - P_{\text{max}} * \text{tg}\varphi_{\text{пред}}; \quad (8)$$

где  $Q_{\text{max}}$  – максимальная реактивная мощность на подстанции,

$P_{\text{max}}$  – максимальная мощность на данной подстанции, МВт;

$tg\varphi_{пред}$  – коэффициент мощности, задаваемый в электрической сети, принимаемый равным 0,4 [17].

По полученному значению расчета требуемой мощности компенсирующего устройства выбираются батареи конденсаторов, суммарная мощность которых максимально приближена к ней из стандартного ряда имеющихся в производстве БК: 0,45; 0,9; 1,125; 1,35; 2,25; 3,15 Мвар.

Определяется некомпенсированная мощность, которая используется в расчетах по формуле:

$$Q_{неск} = Q_{maxi} - Q_{факт_{куi}} ; \quad (9)$$

где  $Q_{maxi}$  – максимальная реактивная мощность на подстанции.

Расчет компенсации реактивной мощности приведен в таблице.

Таблица 6 - Расчет компенсирующей мощности

Подстанция	P макс, МВт	Q макс, МВАр	$tg\varphi_{пред}$	Q треб, МВАр	Q факт, МВАр	Q неск, МВАр
Комсомольская	13,5	9,45	0,4	4,05	4,05	5

На ПС «Комсомольская» устанавливаем КЭП-6,3-300-150(150ф+150р) в количестве 13 шт., и КЭП-6,3-150-50(100ф+50р) – 1 шт.

### 3.3 Выбор номинального напряжения

Величина номинального напряжения сети зависит от нескольких факторов и, в первую очередь, от передаваемой мощности и длины линии электропередач. Для выбора номинального напряжения воспользуемся эмпирической формулой Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (10)$$

где L – длина линии электропередач, км;

P – передаваемая по линии мощность, МВт

U – рекомендуемое напряжение, кВ.

Результаты расчёта по формуле Илларионова сведены в таблицу.

Таблица 7 - Выбор номинального напряжения сети для выбранного варианта

Участок	Р <sub>макс</sub> , МВт	L, км	U <sub>рац</sub> , кВ	U <sub>ном</sub> , кВ
НГРЭС-Дежн-Комс-Денис	37,83	14,875	100,2	110
Дежн-ЧТЭЦ	15	15,061	70,74	110
Денис-ЧТЭЦ	9,33	11,381	56,63	110
Комс-ЧТЭЦ	13,5	16,061	68,16	110

### 3.4 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

На каждой подстанции, с учетом категории потребителя, устанавливаем по два трансформатора. Расчетные мощности трансформаторов подбираются по средней мощности нагрузок. Расчет производим по следующему выражению:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n * k_z}, \quad (11)$$

где P<sub>ср</sub> – средняя активная мощность, МВт;

Q<sub>неск</sub> – некомпенсированная мощность, МВА;

n – число трансформаторов, принимаем 2 шт.;

k<sub>з</sub> – коэффициент загрузки для двух трансформаторных подстанций, принимаем 0,7.

Выбор силовых трансформаторов представлен в таблице.

Коэффициент загрузки в номинальном режиме, рассчитаем по формуле:

$$k_{зном} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n * S_{ном}}, \quad (12)$$

В случае если в послеаварийном режиме один из трансформаторов



выходит из строя, то коэффициент загрузки в послеаварийном режиме рассчитывается по следующему выражению:

$$k_{зпа} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) * S_{ном}} \quad (13)$$

Таблица 8 – Выбор силовых трансформаторов

ПС	Р <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>неск</sub> , МВАр	С <sub>расч</sub> , МВА	S <sub>ном</sub> , МВА	k <sub>зном</sub>	k <sub>зпа</sub>	Марка трансформатора
1	2	3	4	5	6	7	8
Денисовская	7,77	3,68	8,6	10	0,43	0,86	ТДН-10000/110/6
Дежневская	12,5	6	13,87	16	0,43	0,87	ТДТНШ- 16000/110/6,3/6,6
Комсомольская	11,25	5	12,31	16	0,38	0,77	ТДТНШ- 16000/110/6,3/6,6

Характеристики ТДТНШ-16000/110/6,3/6,6: трехфазный, охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой в обмотке ВН, для электроснабжения угольных шахт с отдельным питанием подземных и наземных токоприемников. Трансформатор имеет изоляцию обмоток маслобарьерного типа, изготавливается с вводами усиленного исполнения. Схема и группа соединения обмоток: Ун/Д/Д-11-11.



Рисунок 11 – Силовой трансформатор ТДТНШ-16000/110/6,3/6,6

### 3.5 Выбор сечений проводников

Главным параметром воздушной линии является сечение. С увеличением диаметра провода снижаются потери при передаче электроэнергии, но увеличиваются расходы на сооружение линии.

Для выбора сечения проводов воздушных линий используются экономические токовые интервалы. Для того чтобы их рассчитать необходимо определить расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_p = \alpha_i * \alpha_t * I_{max},$$

(14)

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации, принимается равным 1,05;

$\alpha_t$  – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, принимается равным 1,1;

$I_{max}$  – максимальный ток, протекающий по линии, находим по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * n_{ij}} \quad (15)$$

где  $P_{ij}$  – передача активной мощности по линии в зимний максимум;

$Q_{ij}$  – передача реактивной мощности по линии в зимний максимум;

$n_{ij}$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВт.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{13,5^2 + 9,45^2}}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 0,043 \text{ кА},$$

$$I_p = 1,05 * 1,1 * 0,043 = 0,05 \text{ кА} = 50 \text{ А}.$$

Сечение провода выбираем равным АС-120/19 с допустимым током - 390 А.

## 4 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

### 4.1 Определение капиталовложений

По результатам анализа вариантов конфигурации сети для присоединения подстанции 110 кВ «Комсомольская» выбрана простая схема 4Н два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий. Данная схема предполагает подключение следующего оборудования:

- 5 км провода АС-120/19.
- 2 шт. понижающих трансформаторов 110 кВ 16 МВА;
- ОРУ 110 кВ:
- 6 шт. выключателей 110 кВ;
- 24 разъединителя 110 кВ;
- 12 измерительных трансформаторов 110 кВ;
- 6 шт. ОПН 110 кВ;
- 4 шт. ВЧЗ с конденсатором связи;

- ЗРУ 6 кВ со схемой 4 секции;
- статические компенсаторы 7,35 Мвар.

Для двухцепной воздушной линии в районе II по гололеду стоимость сооружения принимается 347 тыс. руб за км. Стоимость трехобмоточного трансформатора с РПН 1343 тыс. руб. Стоимость ЗРУ 6 кВ- 2635 тыс. руб. Стоимость ОРУ 110 кВ, выполненного по блочной схеме с выключателями оценивается в 612 тыс. руб. Стоимости выбраны в ценах 2000 года с коэффициентом инфляции 17.

Таблица 9 – Капиталовложения на присоединение ПС 110 кВ «Комсомольская»

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость за км, шт. тыс. руб.	Всего, тыс. руб.
1	2	3	4
ВЛ 110 кВ АС-120/19	5	347	1735

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Трансформатор с РПН	2	1343	2686
ОРУ 110 кВ	1	612	612
ЗРУ 6 кВ	1	2635	2635
Компенсаторы-6,3 Мвар	14	110	1540
Итого	23	9208	

#### 4.2 Определение эксплуатационных издержек и среднегодовых эквивалентных расходов

Затраты на ремонт и обслуживание энергетического оборудования, рассчитываются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{экс}} * K, \quad (16)$$

где  $a_{\text{экс}}$  – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети,  $a_{\text{ПС}} = 5,25\%$ ,  $a_{\text{ВЛ}} = 0,65\%$  ;

К – капитальные вложения, тыс. руб.

Расчет амортизационных отчислений проведем по формуле:

$$I_a = K/T_{cl}, \quad (17)$$

где  $T_{cl}$  – срок службы оборудования, принимаем 20 лет.

Затраты на транспортировку электроэнергии:

$$I_{\Delta w} = c_{\Delta w} * \Delta W, \quad (18)$$

где  $c_{\Delta w}$  – удельная стоимость потерь электроэнергии на 1 января 2023 года составляет 2 тыс. руб./МВт\*ч.

$\Delta W$  – потери в элементах сети, используем из расчета режима 3,558 МВт.

Результаты расчетов сведем в таблицу.

Таблица 10 – Эксплуатационные издержки

Вид издержек	Сумма, тыс. руб.
1	2
$I_{\text{экс}}$	403,6
$I_a$	460,4
$I_{\Delta w}$	7,1
Итого	871,1

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определим из формулы:

$$Z_{\text{ср}} = E * K + I, \quad (19)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10%.

$$Z_{\text{ср}} = 1791,9 \text{ тыс. руб.}$$

## 5 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В СУЩЕСТВУЮЩИХ СЕТЯХ

### **5.1 Расчет режима сети**

Для того чтобы сделать расчет режимов необходимо составить схему замещения сети согласно исходной схемы сети, которые представим на рисунках.

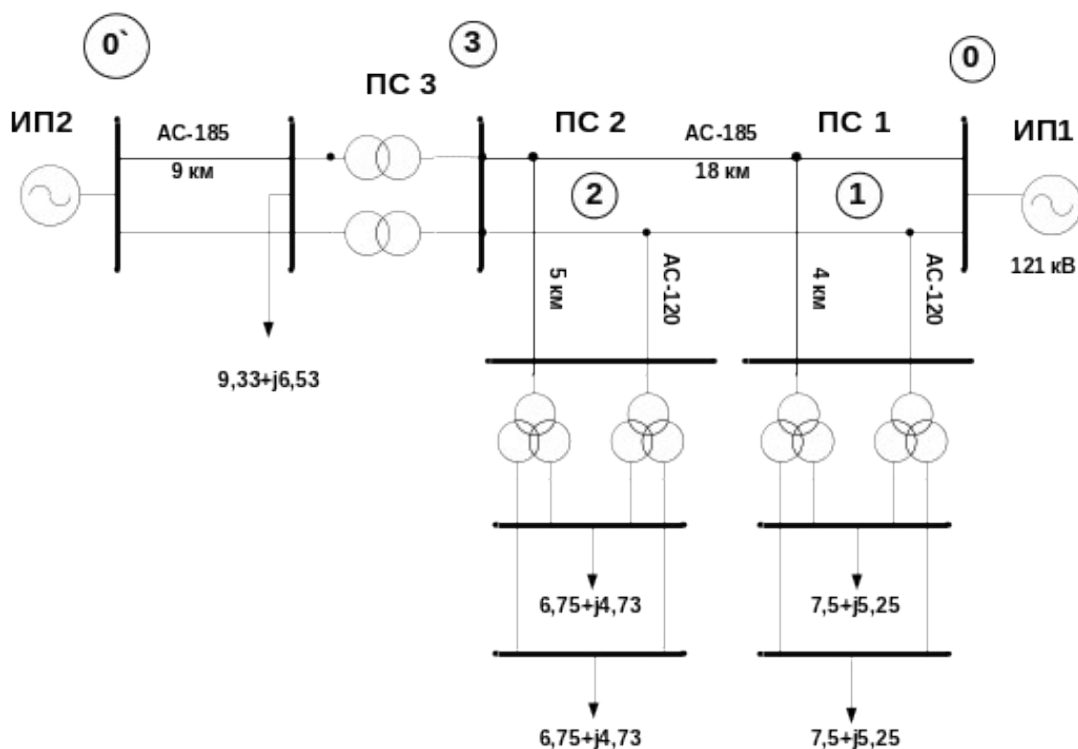


Рисунок 12 – Исходная схема сети после присоединения ПС 110 кВ  
Комсомольская

Расчет осуществляем по следующему алгоритму:

1. Определяем параметры схемы: погонные сопротивления и проводимости линий по справочным данным.
2. Находим полные сопротивления участков цепи и зарядные мощности линий.
3. Определяем расчетные мощности трансформаторов.
4. Определяем расчетные нагрузки узлов.

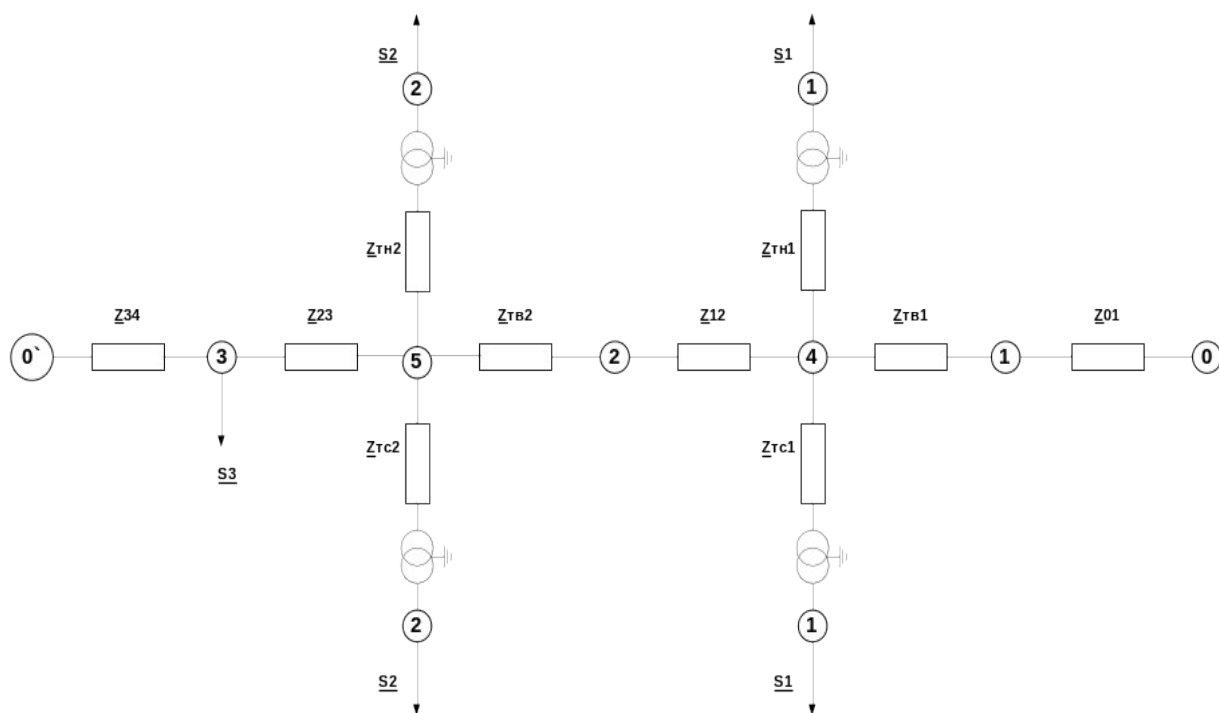


Рисунок 13 – Схема замещения сети после присоединения ПС 110 кВ Комсомольская

5. Расчет потоков мощности с учетом потерь в сети с двухсторонним питанием:

- рассчитываются потоки мощности на головных участках сети 0-1 и 3-0' при равенстве напряжений источников питания;
- находим уравнительную мощность от источника питания с большим напряжением к источнику питания с меньшим напряжением;
- уточняются потоки мощности на головных участках с учетом уравнительной мощности;
- определяется точка потокораздела. Далее расчет ведется по алгоритму расчета кольцевой сети.

Результат расчета потоков мощностей представлен на рисунке.



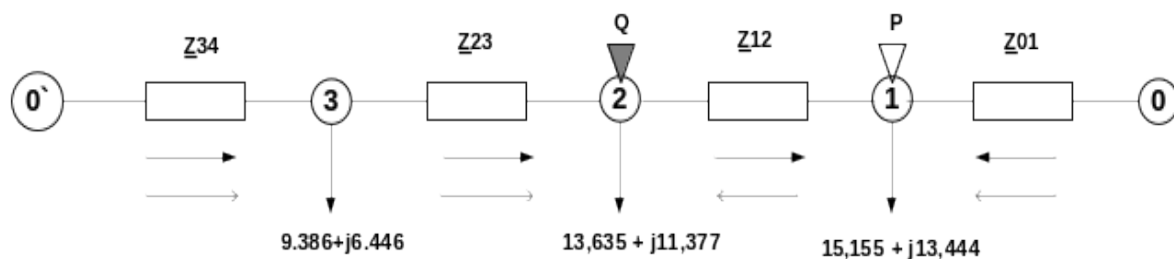


Рисунок 14 – Распределение потоков мощности после расчета режима по присоединению ПС 110 кВ Комсомольская

Расчет данного режима представлен в приложении А. Расчеты также проведены для режимов до присоединения подстанции «Комсомольская» к сети и послеаварийный режим. Послеаварийный режим рассчитан после отключения одной цепи ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ 110 кВ.

## 5.2 Анализ режимов

Анализ отклонения напряжений по результатам расчетов режимов представлен в таблице.

Таблица 11 - Анализ отклонения напряжений от нормативного уровня в различных режимах

Подстанция	Увн номинальное, кВ	Увн расчетное , кВ	Усн ном., кВ	Усн полученное, кВ	Унн, ном. , кВ	Унн полученное, кВ
1	2	3	4	5	6	7
Режим до присоединения ПС 110 кВ «Комсомольская»						
1	110	120.245	6,3	7,148	6,6	7,6
2	110	106.541			6,6	5,84
Режим после присоединения ПС 110 кВ «Комсомольская»						
1	110	120.181	6,3	7,043	6,6	9,51
2	110	111,079	6,3	6,74	6,6	8,673
3	110	123,42			6,6	6,86
Послеаварийный режим						
1	110	121.536	6,3	7,206	6,6	8,399
2	110	111.582	6,3	6,44	6,6	8,644
3	110	112.259			6,6	6,68

По результатам отклонений напряжений выбраны номера отпаяк для приведения напряжений сети к требуемому значению напряжения.

Таблица 12 – Регулирование напряжения в различных режимах

Подстанция	Унн требуемое, кВ	Унн полученное, кВ	Унн после регулирования, кВ	Номер отпайки
1	2	3	4	5
Режим до присоединения ПС 110 кВ «Комсомольская»				
1	6,3	7,148	6,26	+1
	6,6	7,6	6,55	+1
2	6,6	5,84	6,67	-7
Режим после присоединения ПС 110 кВ «Комсомольская»				
1	6,3	7,043	6,17	+1
	6,6	9,51	6,42	+3
2	6,3	6,74	6,74	0
	6,6	8,673	6,78	+2
3	6,6	6,86	6,62	+2
Послеаварийный режим				
1	6,3	7,206	6,31	+1
	6,6	8,399	6,56	+2
2	6,3	6,44	-	0
	6,6	8,644	6,75	+2
3	6,6	6,68	-	0

По результатам анализа отклонений напряжений, представленных в таблицах можно сделать вывод, что после применения отпаяк регулирования РПН в нейтрали ВН  $\pm 16\%$ ;  $\pm 9$  и ( $\pm 14,24\%$   $\pm 8$  ступеней) для ТДТНШ-16000/110/6,3/6,6 и РПН  $\pm 9$  ступеней  $\pm 1,78\%$  для ТДН-10000/110/10 в целом отклонения напряжений не превышают допустимого значения в 5% от нормативного значения.

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

## 6.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме

Рассчитаем токи короткого замыкания на шинах подстанции Комсомольская 110/6,3/6,6 на всех сторонах. Для реализации данного плана представим схему замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания на рисунке ниже.

В качестве базисных единиц выбираем:

$$S_b = 100 \text{ МВт};$$

$$U_{b1} = 121 \text{ кВ};$$

$$U_{b2} = 6,3 \text{ кВ};$$

$$U_{b3} = 6,6 \text{ кВ}.$$

Находим значение базисного тока:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} * U_b}; \quad (20)$$

$$I_{b1} = 100 / \sqrt{3} * 121 = 0,477 \text{ кА};$$

$$I_{b2} = 100 / \sqrt{3} * 6,3 = 9,165 \text{ кА};$$

$$I_{b3} = 100 / \sqrt{3} * 6,6 = 8,748 \text{ кА}.$$

По справочным данным найдем характеристики генераторов, выдающих мощность в энергосистему 110 кВ, полученные данные представим в таблице.

Таблица 13 – Справочные данные генераторов

Марка генератора	Мощность Р, МВт	Uном, кВ	Сos φ	Xd'', отн. ед	X2, отн. ед.
1	2	3	4	5	6
Нерюнгринская ТЭЦ					
ТГВ-200-2МУ	200	15,75	0,85	0,213	0,260
Чульманская ТЭЦ					
Т-2-12-2УЗ	12	6,3	0,8	0,114	0,140

Находим ЭДС генераторов по формуле:

$$E_r = \sqrt{(x * \cos\varphi)^2 + (1 + x * \sin\varphi)^2}; \quad (21)$$

ЭДС Нерюнгринской ТЭЦ:

$$E_{гн} = \sqrt{(0,213*0,85)^2 + (1+0,213*0,53)^2} = 1,13;$$

ЭДС Чульманской ТЭЦ:

$$E_{гч} = \sqrt{(0,114*0,8)^2 + (1+0,114*0,6)^2} = 1,07.$$

Приведем к базисным условиям сопротивления генераторов согласно формуле:

$$X_{г} = X''_{д} * \frac{S_{б} * \cos \varphi}{P_{н}}; \quad (22)$$

Тогда, значения сопротивлений генераторов будет равно:

$$X_{гн} = 0,213*100*0,85/200 = 0,09 \text{ о.е.};$$

$$X_{гч} = 0,114*100*0,8/12 = 0,76 \text{ о.е.};$$

Принимаем ЭДС системы = 1 о.е.

Для того, чтобы определить сопротивление системы, применим в формуле ток короткого замыкания от удаленной части системы  $I_c$  равным току отключения элегазовых выключателей, установленных на ОРУ 110 кВ Нерюнгринской ГРЭС, равен 40 кА.

Сопротивление системы  $X_c$  при  $I_c = 40$  кА:

$$X_c = \frac{I_{б2}}{I_c}; \quad (23)$$

$$X_c = 0,477/40 = 0,012 \text{ о.е.}$$

Находим сопротивление двухцепных ВЛ по следующей формуле:

$$X_{л} = l * x_0 / 2 * \frac{S_{б}}{U_{б}^2}; \quad (24)$$

Тогда расчетные значения будут равны:

$$X_{л1} = 26,22*0,413/2*100/121^2 = 0,037 \text{ о.е.};$$

$$X_{л2} = 3,83*0,427/2*100/121^2 = 0,006 \text{ о.е.};$$

$$X_{л3} = 4,8*0,427/2*100/121^2 = 0,007 \text{ о.е.}$$

Далее по формуле находим сопротивления двухобмоточных

трансформаторов:

В максимальном режиме принимаем  $U_k$ , % трансформатора минимальным согласно РПН.

$$X_T = \frac{U_{k, \%} * S_b}{100 * S_H}; \quad (25)$$

Сопротивления трехобмоточных трансформаторов находят по формулам:

$$X_{ТВ} = 0,005(U_{k \text{ в-н}} + U_{k \text{ в-с}} - U_{k \text{ с-н}}) * S_b / S_H; \quad (26)$$

$$X_{ТС} = 0,005(U_{k \text{ в-с}} + U_{k \text{ с-н}} - U_{k \text{ в-н}}) * S_b / S_H; \quad (27)$$

$$X_{ТН} = 0,005(U_{k \text{ в-н}} + U_{k \text{ с-н}} - U_{k \text{ в-с}}) * S_b / S_H. \quad (28)$$

Таблица 14 – Расчетные данные трансформаторов для максимального режима

Тип трансформатора	Сном, МВА	$U_k$ , %	Обозначение сопроти- вления	Значение $X$ , отн. ед.
1	2	3	4	5
Нерюнгринская ГРЭС				
ТДЦ-250 000/110/15,75	250	10,5	$X_{ТНГ}$	0,042
ПС Дежневская				
ТДТНШ-16000/110/6,3/6,6	16	17,14	$X_{ТВ1}$	0,648
		10,11	$X_{ТС1}$	0
		6,5	$X_{ТН1}$	0,422
ПС Денисовская				
ТДН-10000/110/6,6	10	10,49	$X_{Т2}$	1,049
ПС Комсомольская				
ТДТНШ-16000/110/6,3/6,6	16	17,14	$X_{ТВ3}$	0,648
		10,11	$X_{ТС3}$	0
		6,5	$X_{ТН3}$	0,422
Чульманская ТЭЦ				
ТДЦ-16000/110/6,3	16	10,5	$X_{ТЧТ}$	0,656

Через обмотки трансформатора среднего напряжения ток не протекает  $X_{ТС}=0$ , следовательно, в схему замещения они не войдут.

ЭДС нагрузки:  $E_H = 0,85$  о.е.;

Для того, чтобы найти сопротивление нагрузки в расчет берем нагрузку максимума зимнего периода:

$$X_H = 0,35 * \frac{S_b}{S_H};$$

(29)

$$X_{Hком} = 0,35 * \frac{100}{\sqrt{13,5^2 + 9,45^2}} = 0,35 * \frac{100}{16,48} = 2,12/2 = 1,06/2 = 0,53 \text{ о.е.}$$

Сворачивание схемы замещения прямой последовательности:

$$X_{твдеж} = 0,648/2 = 0,324 \text{ о.е.};$$

$$X_{тндеж} = 0,422/2 = 0,211 \text{ о.е.};$$

$$X_{твком} = 0,648/2 = 0,324 \text{ о.е.};$$

$$X_{тнком} = 0,422/2 = 0,211 \text{ о.е.};$$

$$X_{тден} = 1,049/2 = 0,525 \text{ о.е.};$$

1. Последовательное соединение и эквивалентирование:

$$X_{НГ} = \frac{X_{гн} + X_{тнг}}{2} = \frac{0,09 + 0,042}{2} = 0,066 \text{ о.е.};$$

$$E_H = \frac{E_H * (X_{гн} + X_{тнг}) + E_H * (X_{гн} + X_{тнг})}{X_{гн} + X_{тнг}} = \frac{1,13 * 0,132 + 1,13 * 0,132}{0,132 + 0,132} = 1,13 \text{ о.е.};$$

Эквивалентирование генераторных ветвей на Чульманской ТЭЦ:

$$Y = \frac{1}{X};$$

$$X_1 = X_{гч} + X_{тчт} = 0,76 + 0,656 = 1,416 \text{ о.е.};$$

$$Y = \frac{1}{X} = \frac{1}{1,416} = 0,71 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_{гч} + X_{тчт} = 0,76 + 0,675 = 1,435 \text{ о.е.};$$

$$Y = \frac{1}{X} = \frac{1}{1,435} = 0,70 \text{ о.е.};$$

$$X_{чт} = 1/Y + Y + Y + Y = 1/(0,71 + 0,71 + 0,71 + 0,7) = 0,353 \text{ о.е.};$$

$$E_{гч} = \frac{E_{гч} * Y + E_{гч} * Y}{Y + Y};$$

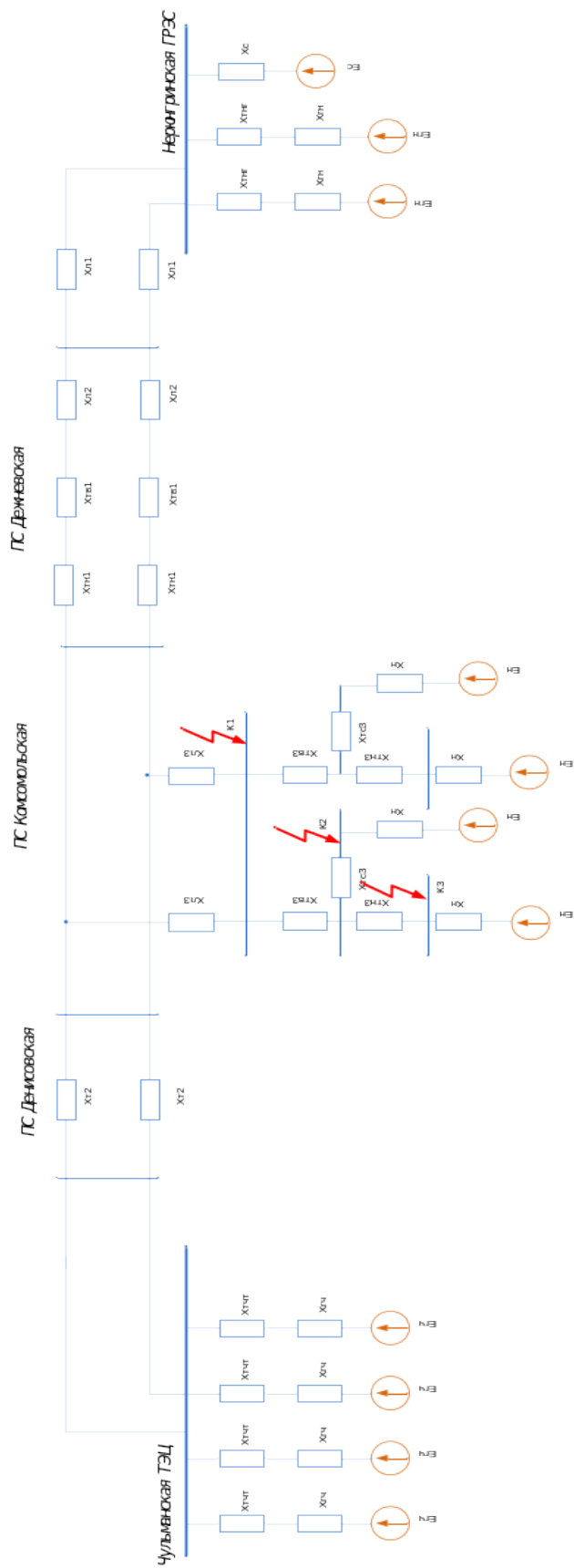


Рисунок 15 – Схема замещения для расчета симметричного трехфазного короткого замыкания

$$E_{гч} = \frac{1,07 * 0,71 + 1,07 * 0,71 + 1,07 * 0,71 + 1,07 * 0,7}{0,71 + 0,71 + 0,71 + 0,7} = \frac{3,0281}{2,83} = i 1,07 \text{ о.е.};$$

На рисунке представлена схема после преобразования:

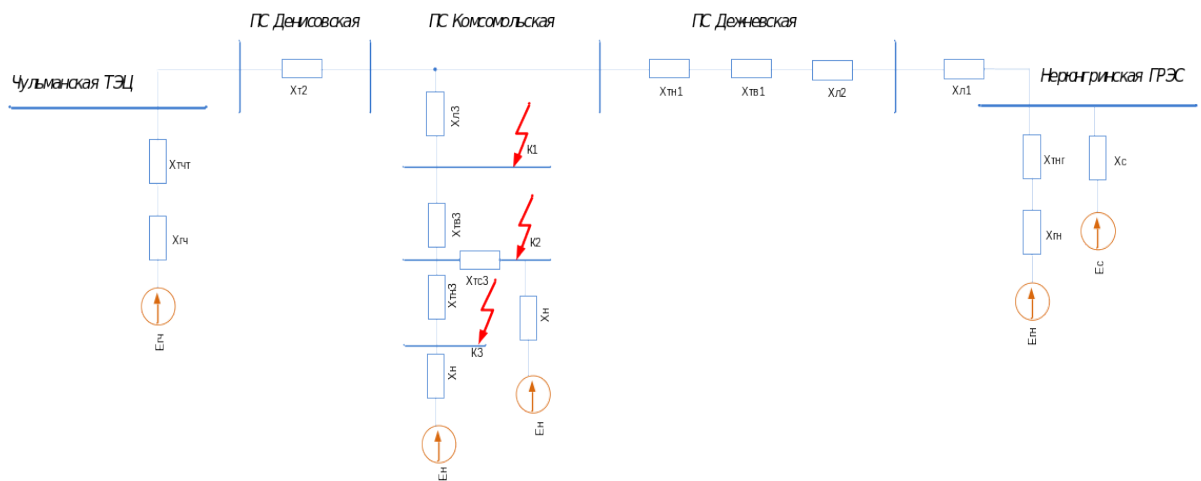


Рисунок 16 – Схема замещения после первого преобразования

Последовательное соединение ПС Дежневская:

$$X_3 = X_{л2} + X_{тв1} + X_{тн1} = 0,006 + 0,324 + 0,211 = 0,541 \text{ о.е.};$$

Покажем на рисунке, что получилось после второго преобразования:

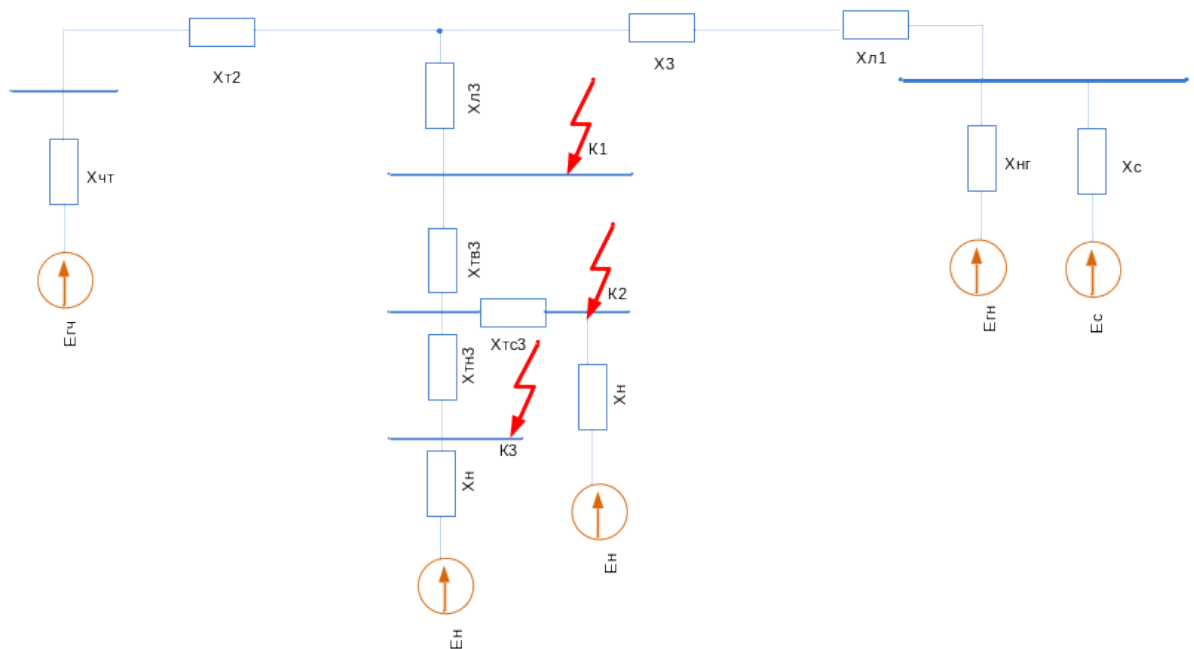


Рисунок 17 – Схема замещения после второго преобразования

Преобразуем звезду в треугольник:



$$X_{Хл3х3} = X_{Л3} + X_3 + \frac{X_{Л3} * X_3}{X_{m2}} = 0,007 + 0,541 + \frac{0,007 * 0,541}{0,525} = 0,555 \text{ о.е.};$$

$$X_{Хл3хт2} = X_{Л3} + X_{т2} + \frac{X_{Л3} * X_{m2}}{X_3} = 0,007 + 0,525 + \frac{0,007 * 0,525}{0,541} = 0,539 \text{ о.е.};$$

$$X_{Хт2х3} = X_{т2} + X_3 + \frac{X_{m2} * X_3}{X_{Л3}} = 0,525 + 0,541 + \frac{0,525 * 0,541}{0,007} = 41,641 \text{ о.е.};$$

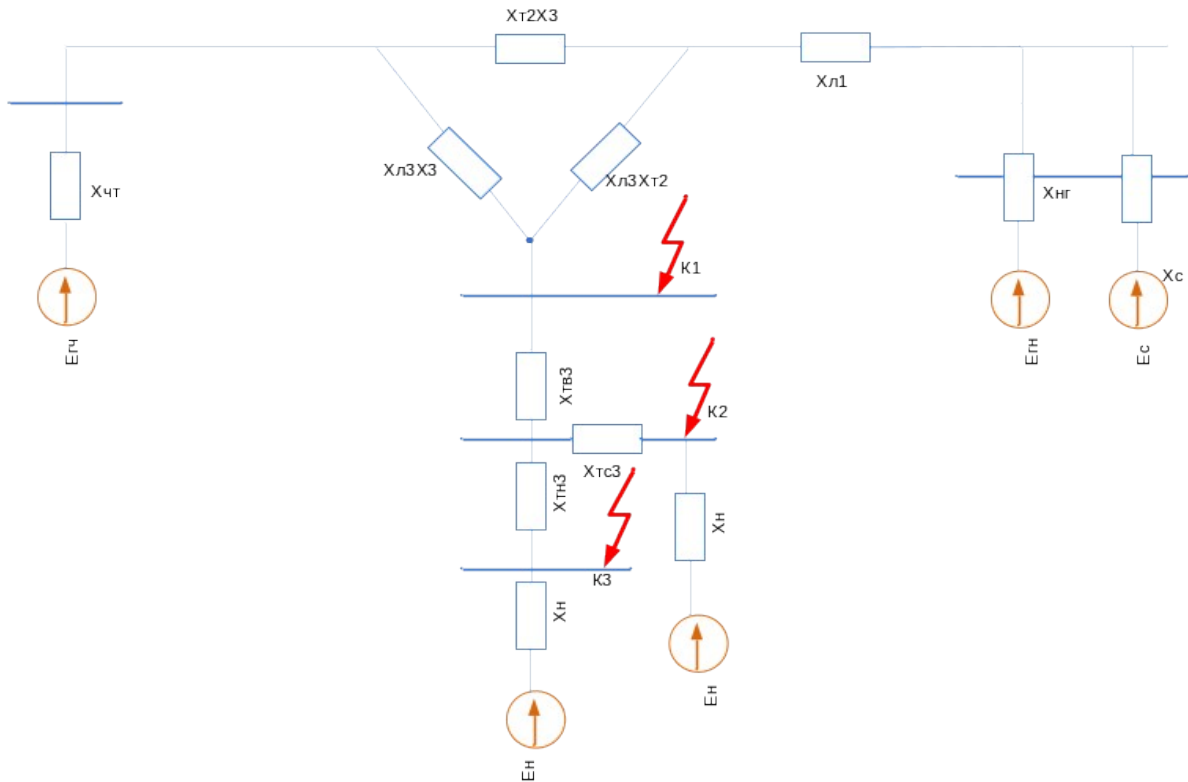


Рисунок 18 – Схема замещения после преобразования звезды в треугольник

Разрежем образовавшиеся ветви в месте точки короткого замыкания K1.

Сложим параллельно ветви  $X_{Хл3х3}$  и  $X_{Хл3хт2}$ :

$$X_4 = X_{Хт2х3} + X_{Л1} = 41,641 + 0,037 = 41,678 \text{ о.е.};$$

$$X_5 = \frac{X_{Хл3х3} * X_{Хл3хт2}}{X_{Хл3х3} + X_{Хл3хт2}} = \frac{0,555 * 0,539}{0,555 + 0,539} = \frac{0,299}{1,094} = 0,273 \text{ о.е.};$$

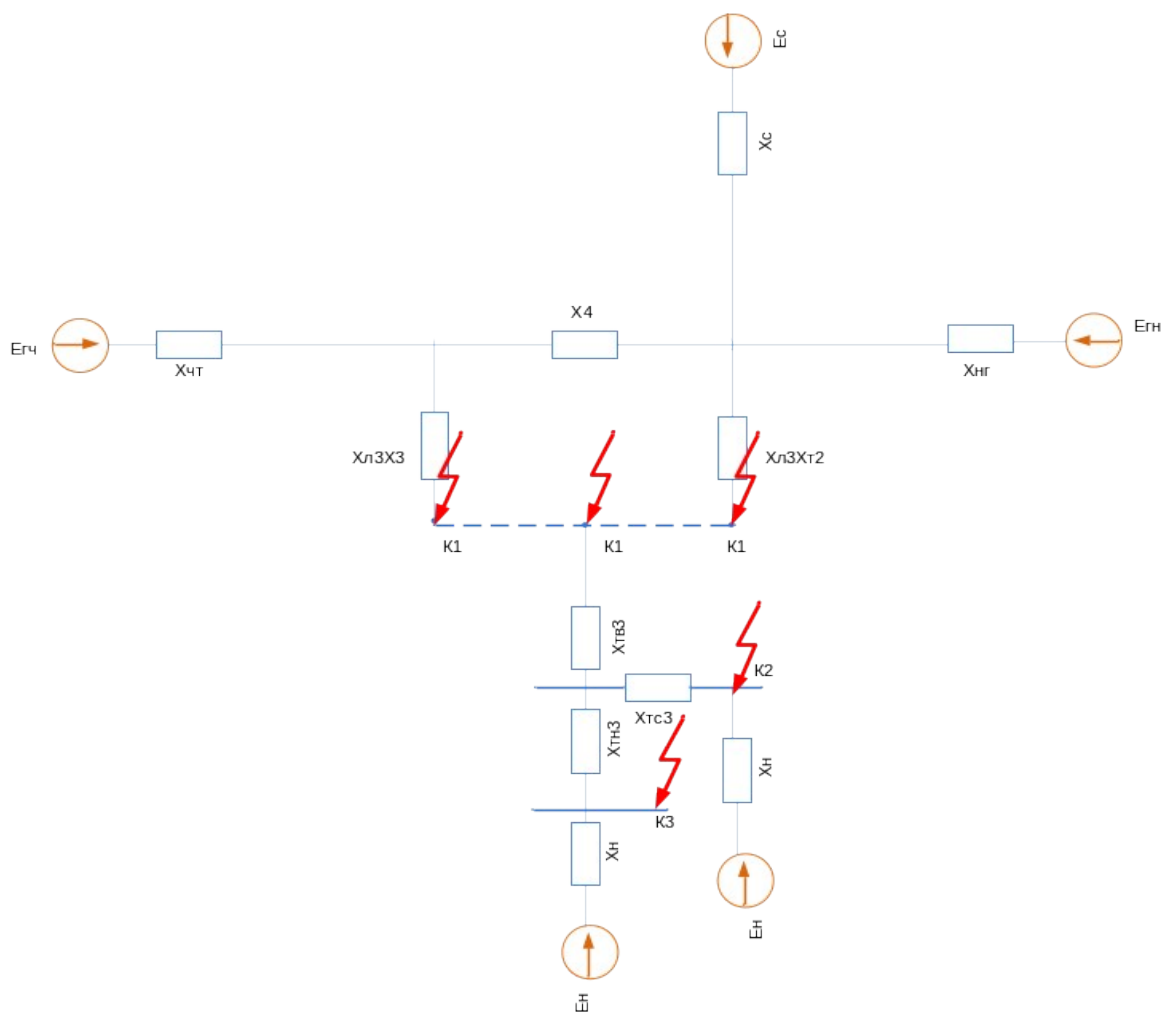


Рисунок 19 – Схема замещения с разрезом в точке короткого замыкания

Далее сложим генерирующие ветви:

$$E_{\Gamma} = \frac{E_{гч} * X_{нг} + E_{гн} * X_{чт}}{X_{нг} + X_{чт}} = \frac{1,07 * 0,066 + 1,13 * 0,353}{0,066 + 0,353} = \frac{0,46951}{0,419} = 1,12 \text{ о.е.};$$

$$X_6 = \frac{X_{нг} * X_{чт}}{X_{нг} + X_{чт}} = \frac{0,066 * 0,353}{0,066 + 0,353} = 0,056 \text{ о.е.};$$

Находим коэффициенты распределения по ветвям:

$$C_{нг} = \frac{X_6}{X_{нг}} = \frac{0,056}{0,066} = 0,84; \quad C_{чт} = \frac{X_6}{X_{чт}} = \frac{0,056}{0,353} = 0,16;$$

$$X_7 = \frac{X_4 * X_c}{X_4 + X_c} = \frac{41,678 * 0,012}{41,678 + 0,012} = \frac{0,500}{41,690} = 0,012 \text{ о.е.};$$

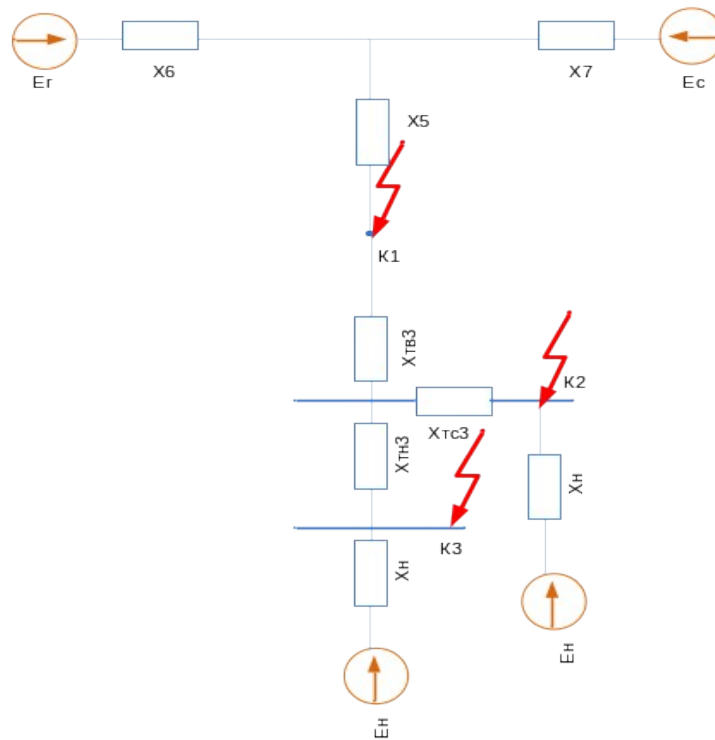


Рисунок 20 – Схема замещения после сложения генерирующих ветвей

Складываем параллельно ветви генерации и системы:

$$E_{рез1} = \frac{E_g * X_7 + E_c * X_6}{X_7 + X_6} = \frac{1,12 * 0,012 + 1 * 0,056}{0,056 + 0,012} = \frac{0,069}{0,068} = 1,021 \text{ о.е.};$$

$$X_8 = \frac{X_6 * X_7}{X_6 + X_7} = \frac{0,056 * 0,012}{0,056 + 0,012} = \frac{0,0007}{0,068} = 0,010 \text{ о.е.};$$

$$C_g = \frac{X_8}{X_6} = \frac{0,010}{0,056} = 0,18; \quad C_c = \frac{X_8}{X_7} = \frac{0,010}{0,012} = 0,82;$$

Разложим сопротивление генерации на составляющие:

$$C_{нг} = C_g * 0,84 = 0,18 * 0,84 = 0,15;$$

$$C_{чг} = C_g * 0,16 = 0,18 * 0,16 = 0,03;$$

$$C = 0,15 + 0,03 + 0,82 = 1.$$

Для точки К1 результирующее ЭДС и сопротивление:

$$E_{рез1} = 1,021 \text{ о.е.};$$

$$X_{рез1} = X_8 + X_5 = 0,010 + 0,273 = 0,283 \text{ о.е.};$$

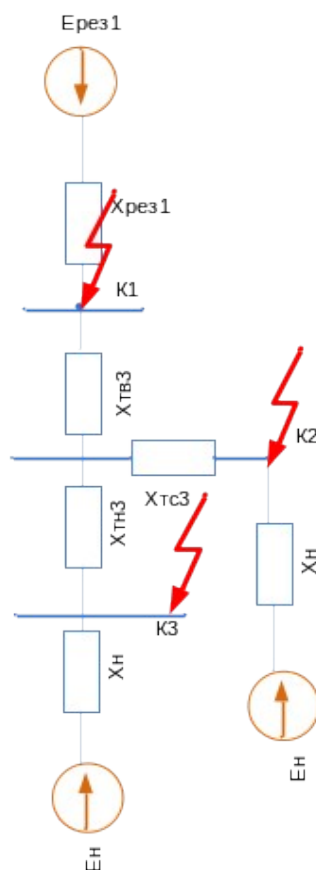


Рисунок 21 – Схема замещения результирующая для точки К1

$$X_{нг1} = \frac{X_{рез1}}{C_{нг}} = \frac{0,283}{0,15} = 1,887 \text{ о.е.}; \quad X_{чт1} = \frac{X_{рез1}}{C_{чт}} = \frac{0,283}{0,03} = 9,433 \text{ о.е.};$$

$$X_{с1} = \frac{X_{рез1}}{C_c} = \frac{0,283}{0,82} = 0,345 \text{ о.е.};$$

Определение начального периодического тока КЗ в точке К1:

$$I_{пок1нг} = \frac{E_{рез1}}{X_{нз1}} * I_{б1} = 1,021/1,887 * 0,477 = 0,258 \text{ кА};$$

$$I_{пок1чг} = \frac{E_{рез1}}{X_{чт1}} * I_{б1} = 1,021/9,433 * 0,477 = 0,052 \text{ кА};$$

$$I_{пок1с} = \frac{E_{рез1}}{X_{с1}} * I_{б1} = 1,021/0,345 * 0,477 = 1,411 \text{ кА};$$

$$\Sigma I_{пок1} = I_{пок1нг} + I_{пок1чг} + I_{пок1с} = 0,258 + 0,052 + 1,411 = 1,721 \text{ кА}.$$

Проверим расчет:

$$I_{пок1} = \frac{E_{рез1}}{X_{рез1}} * I_{б1} = 1,021/0,283 * 0,477 = 1,721 \text{ кА},$$

Расчет верен.

Для расчета апериодической составляющей и ударного тока короткого

замыкания возьмем средние значения  $T_a$  и  $k_u$  для каждой части тока участка сети.

Примем для:

Системы  $T_a = 0,02$ ;  $k_u = 1,608$ ;

Генераторов НГРЭС  $T_a = 0,26$ ;  $k_u = 1,965$ ;

Генераторов ЧТЭЦ  $T_a = 0,2$ ;  $k_u = 1,95$ ;

Нагрузки  $T_a = 0,01$ ;  $k_u = 1,369$ .

Произведем расчеты с данными коэффициентами:

$$i_{at} = \sqrt{2} * I_{no} * e^{\frac{-t}{T_a}}; \quad (30)$$

$$i_{at1нг} = \sqrt{2} * 0,258 * e^{\frac{-0,01}{0,260}} = 0,365 * 0,962 = 0,351 \text{ кА};$$

$$i_{at1чт} = \sqrt{2} * 0,052 * e^{\frac{-0,01}{0,200}} = 0,074 * 0,980 = 0,072 \text{ кА};$$

$$i_{at1с} = \sqrt{2} * 1,411 * e^{\frac{-0,01}{0,020}} = 0,361 * 0,607 = 1,211 \text{ кА};$$

$$\Sigma i_{at1} = i_{at1нг} + i_{at1чт} + i_{at1с} = 0,351 + 0,072 + 1,211 = 1,634 \text{ кА};$$

Рассчитаем ударный ток для точки К1 по следующей формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{no} * k_u; \quad (31)$$

$$i_{уд1нг} = \sqrt{2} * 0,258 * 1,965 = 0,717 \text{ кА};$$

$$i_{уд1чт} = \sqrt{2} * 0,052 * 1,95 = 0,143 \text{ кА};$$

$$i_{уд1с} = \sqrt{2} * 1,411 * 1,608 = 3,209 \text{ кА};$$

$$\Sigma i_{уд1} = i_{уд1нг} + i_{уд1чт} + i_{уд1с} = 0,717 + 0,143 + 3,209 = 4,069 \text{ кА}.$$

Расчет для точки К2:

$$X_9 = X_{рез1} + X_{тв3} = 0,283 + 0,324 = 0,607 \text{ о.е.};$$

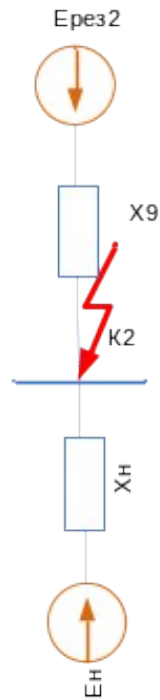


Рисунок 22 – Схема замещения результирующая для точки К2

Процентное соотношение коэффициентов в X9 будет таким же как в Xрез1 и равно:

$$C_{нг} = 0,15; \quad C_{чт} = 0,03; \quad C_c = 0,82.$$

$$E_{рез2} = \frac{E_{рез1} * X_{н} + E_{н} * X_9}{X_{н} + X_9} = \frac{1,021 * 0,53 + 0,85 * 0,607}{0,53 + 0,607} = \frac{1,057}{1,137} = 0,93 \text{ о.е.};$$

$$X_{рез2} = \frac{X_{н} * X_9}{X_{н} + X_9} = \frac{0,53 * 0,607}{0,53 + 0,607} = 0,283 \text{ о.е.};$$

Находим коэффициенты распределения по ветвям:

$$C_{н2} = \frac{X_{рез2}}{X_{н}} = \frac{0,283}{0,53} = 0,534; \quad C_9 = \frac{X_{рез2}}{X_9} = \frac{0,283}{0,607} = 0,466;$$

$$C_{н2} + C_9 = 0,534 + 0,466 = 1$$

Необходимо выделить в C9 значение сопротивления генерации и системы:

$$C_{нг2} = C_9 * C_{нг} = 0,466 * 0,15 = 0,070;$$

$$C_{чт2} = C_9 * C_{чт} = 0,466 * 0,03 = 0,014;$$

$$C_{с2} = C_9 * C_c = 0,466 * 0,82 = 0,382;$$

Находим сопротивления от источников до места короткого замыкания:

$$X'_{нг2} = \frac{X_{рез2}}{C_{нг2}} = \frac{0,283}{0,070} = 4,043 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{чт}2} = \frac{X_{\text{рез}2}}{C_{\text{чт}2}} = \frac{0,283}{0,014} = 20,214 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{с}2} = \frac{X_{\text{рез}2}}{C_{\text{с}2}} = \frac{0,283}{0,382} = 0,741 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{н}2} = \frac{X_{\text{рез}2}}{C_{\text{н}2}} = \frac{0,283}{0,534} = 0,530 \text{ о.е.}$$

Определение начального периодического тока КЗ в точке К2:

$$I_{\text{пок}2\text{нг}} = \frac{E_{\text{рез}2}}{X_{\text{н}2}} * I_{62} = 0,93/4,043 * 9,165 = 2,108 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пок}2\text{чг}} = \frac{E_{\text{рез}2}}{X_{\text{чт}2}} * I_{62} = 0,93/20,214 * 9,165 = 0,422 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пок}2\text{с}} = \frac{E_{\text{рез}2}}{X_{\text{с}2}} * I_{62} = 0,93/0,741 * 9,165 = 11,503 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пок}2\text{н}} = \frac{E_{\text{рез}2}}{X_{\text{н}2}} * I_{62} = 0,93/0,530 * 9,165 = 16,082 \text{ кА};$$

$$\Sigma I_{\text{пок}2} = I_{\text{пок}2\text{нг}} + I_{\text{пок}2\text{чг}} + I_{\text{пок}2\text{с}} + I_{\text{пок}2\text{н}} = 2,108 + 0,422 + 11,503 + 16,082 = 30,115 \text{ кА.}$$

Проверим расчет:

$$I_{\text{пок}2} = \frac{E_{\text{рез}2}}{X_{\text{рез}2}} * I_{62} = 0,93/0,283 * 9,165 = 30,115 \text{ кА,}$$

Расчет верен.

Произведем расчет аperiodической составляющей:

$$i_{\text{ат}2\text{нг}} = \sqrt{2} * 2,108 * e^{\frac{-0,01}{0,260}} = 2,898 * 0,962 = 2,868 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ат}2\text{чт}} = \sqrt{2} * 0,422 * e^{\frac{-0,01}{0,200}} = 0,597 * 0,980 = 0,585 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ат}2\text{с}} = \sqrt{2} * 11,503 * e^{\frac{-0,01}{0,020}} = 16,268 * 0,607 = 9,874 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ат}2\text{н}} = \sqrt{2} * 16,082 * e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 22,743 * 0,368 = 8,370 \text{ кА};$$

$$\Sigma i_{\text{ат}2} = i_{\text{ат}2\text{нг}} + i_{\text{ат}2\text{чт}} + i_{\text{ат}2\text{с}} + i_{\text{ат}2\text{н}} = 2,868 + 0,585 + 9,874 + 8,370 = 21,697 \text{ кА};$$

Рассчитаем ударный ток для точки К2:

$$i_{\text{уд}2\text{нг}} = \sqrt{2} * 2,108 * 1,965 = 5,858 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}2\text{чт}} = \sqrt{2} * 0,422 * 1,95 = 1,164 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}2\text{с}} = \sqrt{2} * 11,503 * 1,608 = 26,158 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}2\text{н}} = \sqrt{2} * 16,082 * 1,369 = 31,136 \text{ кА.}$$

$$\Sigma i_{уд2} = i_{уд2нг} + i_{уд2чт} + i_{уд2с} + i_{уд2н} = 5,858 + 1,164 + 26,158 + 31,136 = 64,316 \text{ кА.}$$

Расчет для точки КЗ:

$$X_{10} = X_{рез1} + X_{тв3} + X_{тн3} = 0,283 + 0,324 + 0,211 = 0,818 \text{ о.е.};$$

$$E_{рез3} = \frac{E_{рез1} * X_{н} + E_{н} * X_{10}}{X_{н} + X_{10}} = \frac{1,021 * 0,53 + 0,85 * 0,818}{0,53 + 0,818} = 0,92 \text{ о.е.};$$

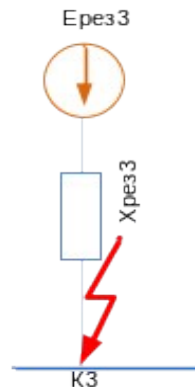


Рисунок 23 – Схема замещения результирующая для точки КЗ

Находим коэффициенты распределения по ветвям:

$$C_{н3} = \frac{X_{рез3}}{X_{н}} = \frac{0,322}{0,53} = 0,607; \quad C_{10} = \frac{X_{рез3}}{X_{10}} = \frac{0,322}{0,818} = 0,393;$$

$$C_{н3} + C_{10} = 0,607 + 0,393 = 1.$$

Выделяем в  $C_{10}$  значение сопротивления генерации и системы:

$$C_{нг3} = C_{10} * C_{нг} = 0,393 * 0,15 = 0,059;$$

$$C_{чт3} = C_{10} * C_{чт} = 0,393 * 0,03 = 0,012;$$

$$C_{с3} = C_{10} * C_{с} = 0,393 * 0,82 = 0,322;$$

Находим сопротивления от источников до места короткого замыкания:

$$X'_{нг3} = \frac{X_{рез3}}{C_{нг3}} = \frac{0,322}{0,059} = 5,462 \text{ о.е.};$$

$$X'_{чт3} = \frac{X_{рез3}}{C_{чт3}} = \frac{0,322}{0,012} = 26,833 \text{ о.е.};$$

$$X'_{с3} = \frac{X_{рез3}}{C_{с3}} = \frac{0,322}{0,322} = 1,00 \text{ о.е.};$$

$$X'_{н3} = \frac{X_{рез3}}{C_{н3}} = \frac{0,322}{0,607} = 0,530 \text{ о.е.}$$

Определение начального периодического тока КЗ в точке КЗ:



$$I_{\text{покЗнг}} = \frac{E_{\text{резЗ}}}{X_{\text{нгЗ}}} * I_{\text{бЗ}} = 0,92/5,462 * 8,748 = 1,473 \text{ кА};$$

$$I_{\text{покЗчг}} = \frac{E_{\text{резЗ}}}{X_{\text{чгЗ}}} * I_{\text{бЗ}} = 0,92/26,833 * 8,748 = 0,300 \text{ кА};$$

$$I_{\text{покЗс}} = \frac{E_{\text{резЗ}}}{X_{\text{сЗ}}} * I_{\text{бЗ}} = 0,92/1,00 * 8,748 = 8,048 \text{ кА};$$

$$I_{\text{покЗн}} = \frac{E_{\text{резЗ}}}{X_{\text{нЗ}}} * I_{\text{бЗ}} = 0,92/0,530 * 8,748 = 15,171 \text{ кА};$$

$$\Sigma I_{\text{покЗ}} = I_{\text{покЗнг}} + I_{\text{покЗчг}} + I_{\text{покЗс}} + I_{\text{покЗн}} = 1,473 + 0,300 + 8,048 + 15,171 = 24,992 \text{ кА}.$$

Проверим расчет:

$$I_{\text{покЗ}} = \frac{E_{\text{резЗ}}}{X_{\text{резЗ}}} * I_{\text{бЗ}} = 0,92/0,322 * 8,748 = 24,992 \text{ кА},$$

Расчет верен.

Произведем расчет апериодической составляющей:

$$i_{\text{атЗнг}} = \sqrt{2} * 1,473 * e^{\frac{-0,01}{0,260}} = 2,083 * 0,962 = 2,004 \text{ кА};$$

$$i_{\text{атЗчг}} = \sqrt{2} * 0,300 * e^{\frac{-0,01}{0,200}} = 0,424 * 0,980 = 0,416 \text{ кА};$$

$$i_{\text{атЗс}} = \sqrt{2} * 8,048 * e^{\frac{-0,01}{0,020}} = 11,382 * 0,607 = 6,909 \text{ кА};$$

$$i_{\text{атЗн}} = \sqrt{2} * 15,171 * e^{\frac{-0,01}{0,01}} = 21,455 * 0,368 = 7,895 \text{ кА};$$

$$\Sigma i_{\text{атЗ}} = i_{\text{атЗнг}} + i_{\text{атЗчг}} + i_{\text{атЗс}} + i_{\text{атЗн}} = 2,004 + 0,416 + 6,909 + 7,895 = 17,224 \text{ кА};$$

Рассчитаем ударный ток для точки КЗ:

$$i_{\text{удЗнг}} = \sqrt{2} * 1,473 * 1,965 = 4,093 \text{ кА};$$

$$i_{\text{удЗчг}} = \sqrt{2} * 0,300 * 1,95 = 0,827 \text{ кА};$$

$$i_{\text{удЗс}} = \sqrt{2} * 8,048 * 1,608 = 18,302 \text{ кА};$$

$$i_{\text{удЗн}} = \sqrt{2} * 15,171 * 1,369 = 29,372 \text{ кА}.$$

$$\Sigma i_{\text{удЗ}} = i_{\text{удЗнг}} + i_{\text{удЗчг}} + i_{\text{удЗс}} + i_{\text{удЗн}} = 4,093 + 0,827 + 18,302 + 29,372 = 52,594 \text{ кА}.$$

Таблица 15 – Результат расчета токов короткого замыкания в максимальном режиме

Короткое замыкание	$I_{\text{по}}$	$i_{\text{ао}}$	$i_{\text{уд}}$
--------------------	-----------------	-----------------	-----------------

1	2	3	4
Высшая сторона	1,721	1,634	4,069
Средняя сторона	30,115	21,697	64,316
Низкая сторона	24,992	17,224	52,594

## 6.2 Расчет токов короткого замыкания в минимальном режиме

Рассчитаем токи трехфазного короткого замыкания в минимальном режиме. Минимальный режим характеризуется минимальным режимом работы системы ( $S_{кмин}$ ) при максимальных сопротивлениях рассматриваемой энергосистемы ( $X_{смак}$ ).

Для этого воспользуемся формулой мощности трехфазного короткого замыкания:

$$S_{к(3)} = \frac{S_{б}}{X_{с}}, \quad (32)$$

Найдем из этой формулы  $X_{с}$ :

$$X_{с} = \frac{S_{б}}{S_{к(3)}}; \quad (33)$$

Для минимального режима примем мощность короткого замыкания равной 70%.

Для точки К1:

$$S_{кмин(3)} = \frac{S_{б}}{X_{с}} = \frac{100}{0,012} = 8333 \text{ МВА};$$

$$S_{кмин(3)} * 0,7 = 8333 * 0,7 = 5833 \text{ МВА};$$

$$\text{Тогда } X_{с} = \frac{S_{б}}{S_{к(3)}} = \frac{100}{5833} = 0,017 \text{ о.е.}$$

Также с целью минимизировать режим короткого замыкания рассчитаем сопротивления трансформаторов с  $U_{к}$ , % максимальным для минимального режима РПН, характерного для данной мощности трансформатора согласно Гост 55016 – 2012, результат представим в таблице:

Таблица 16 – Расчетные данные трансформаторов для минимального режима

Тип трансформатора	Сном, МВА	Uк, %	Значение X, отн. ед.
1	2	3	4
Нерюнгринская ГРЭС			
ТДЦ-250 000/110/15,75	250	10,5	0,042
ПС Дежневская – ПС Комсомольская			
ТДТНШ-16000/110/6,3/6,6	16	18,57	0,365
		11,28	0
		6,5	0,216
ПС Денисовская			
ТДН-10000/110/10	10	11,73	1,173
Чульманская ТЭЦ			
ТДЦ-16000/110/6,3	16	10,5	0,656

В расчет берем нагрузки минимум летнего периода:

$$X_{нком} = 0,35 * \frac{100}{\sqrt{9,56^2 + 6,69^2}} = 0,35 * \frac{100}{11,668} = 3/2 = 1,5/2 = 0,750 \text{ о.е.};$$

Таблица 17 – Результат расчета токов короткого замыкания в минимальном режиме

Короткое замыкание	Iпо	iao	iуд
1	2	3	4
Высшая сторона	1,567	1,527	3,743
Средняя сторона	24,200	18,377	52,632
Низкая сторона	19,940	14,512	42,732

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 110 КВ

### 7.1 Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Выбираем на высокой стороне напряжения элегазовый выключатель ВГТ-110-40/2500-УХЛ1. Выключатель в исполнении УХЛ1 заполнен газовой смесью: элегаз SF6 и тетрафторметан CF4 и может эксплуатироваться в районах с холодным климатом при температуре окружающей среды до минус 55 °С.

Проверим данный выключатель на его соответствие параметрам сети:

1. По термической стойкости данного выключателя:

Расчет теплового импульса проверки выключателя проводят с учетом выдержки времени реагирования релейной защиты на 2 - 3 ступенях селективности. Таким образом, время отключения составит:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{откл.выкл}; \quad (34)$$

$$t_{откл} = 2,5 + 0,05 = 2,55с.$$

Расчет теплового импульса производят по формуле:

$$W_k = I_{по}^2 * (t_{откл} + T_a), \quad (35)$$

где  $T_a$  – значение постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$W_k = 1,721^2 * (2,55 + 0,03) = 7,642 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$W_{кном} = I_{терм}^2 * t_{терм}; \quad (36)$$

$$W_{кном} = 40^2 * 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

2. На возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

Для этого определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} * \beta_n * I_{откл.ном}, \quad (37)$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, составляет 45 % по

справочным данным выключателя,

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} * 0,45 * 40 = 25,46 \text{ кА.}$$

3. Проверяем выключатель по параметрам его отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{по} \leq I_{откл.ном},$$

$$1,721 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА.}$$

б) на отключение полного расчетного тока короткого замыкания:

$$\sqrt{2} * I_{пот} + i_{aот} \leq \sqrt{2} * I_{откл.ном} * (1 + \beta_n / 100), \quad (38)$$

$I_{пот} + i_{aот}$  - определяются для заданного времени.

$$\sqrt{2} * 1,721 + 1,634 \leq \sqrt{2} * 40 * 1,45;$$

$$4,068 \leq 82,02.$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скз},$$

где  $i_{скз}$  – сквозной ток короткого замыкания, определяется по справочным данным.

$$4,069 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА.}$$

Найдем значение номинального тока выключателя 110 кВ при перегрузке трансформатора на 40 % по формуле:

$$I_{ном1} = \frac{1,4 * S_{ном}}{\sqrt{3} * U_{ном}}; \quad (39)$$

$$I_{ном1} = \frac{1,4 \cdot 16}{\sqrt{3} \cdot 110} = 118 \text{ А.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ВГТ-110-40/2500-УХЛ1 представлено в таблице 18.

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателя на 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
Uуст=110 кВ	Uном=110 кВ	Uуст≥Uном
Iном=2500 А	Iраб.мах=118 А	Iраб.мах≥Iном
Iскз=102 кА	Iуд=4,069 кА	iскз≥iуд
Вкном=4800 кА <sup>2</sup> с	Вк=7,642 кА <sup>2</sup> с	Вкном≥Вк
Iвкл=40 кА	Iпо=1,721 кА	Iвкл≥Iпо
Iоткл=40 кА	Int=1,721 кА	Iоткл≥Int
Iа.ном =25,46 кА	Iат=1,634 кА	Iа.ном≥Iат

Выбранный выключатель на 110 кВ проходит по расчетным параметрам.

## 7.2 Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Выбираем разъединитель: РН-СЭЩ-2-Пп-110/1250-УХЛ1. Разъединитель наружной установки, с двумя заземлителями, степень загрязнения изоляции – II, с полимерными изоляторами, на напряжение 110 кВ, номинальный ток 1250 А, климатического исполнения – УХЛ. Разъединитель трехполюсный, главные ножи расположены на оси изолятора с электродвигательным приводом.

Проводим проверку на термическую стойкость к токам короткого замыкания:

$$Вк = I^2_{по}(t_{откл}+T_a) = 1,721^2 \cdot (1+0,055+0,01+0,03) = 2,962 \cdot 1,095 = 3,243 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$W_{\text{кном}} = I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с},$$

Термическая стойкость для заземлителей:

$$W_{\text{кном}} = I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}.$$

В таблице 19 приведем сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителя.

Таблица 19 - Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителя на 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
Uуст=110 кВ	Uном=110 кВ	Uуст ≥ Uном
Iном=1250 А	Iраб.мах=118 А	Iраб.мах ≥ Iном
Iскз=80 кА	Iуд=4,069 кА	iскз ≥ iуд
Wкном=2977 кА <sup>2</sup> с	Wк=3,243 кА <sup>2</sup> с	Wкном ≥ Wк
Wкномз=992 кА <sup>2</sup> с	Wк=3,243 кА <sup>2</sup> с	Wкном ≥ Wк

По результатам сопоставления видно, что разъединитель подходит к расчетным условиям и может быть принят к установке.

### 7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 110 кВ

Для того, чтобы выбрать трансформатор тока на 110 кВ, необходимо определить вторичную нагрузку трансформатора тока, а именно число и вид измерительных приборов, подключенных ко второй обмотке.

Согласно ГОСТ 7746 п. 5.2 2.6 трансформатор тока на 110 кВ выбирается с номинальным вторичным током: 1 или 5 А и с нагрузкой от 1 до 100 ВА в классах точности для обмоток: - коммерческого учета 0,2S - измерений 0,5 - защиты 5P.

Для учета активной и реактивной энергии ставим однофазный счетчик ЭМИС-ЭЛЕКТРА 971. Счетчик имеет класс точности 1 – для активной

энергии, и 2 – для реактивной энергии.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Кол-во	Нагрузка, В*А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	ЦП8501/10	3	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506/17	2	0,5		0,5
Варметр	ЦП8506/25	2	0,5		0,5
Счетчик АЭ и РЭ	ЭЭ 971	3	0,3	0,3	0,3
ИТОГО		6	1,8	0,8	1,8

По данным таблицы определяем, что наиболее нагружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выбираем азотосодержащий трансформатор тока серии ТОГФ-110 УХЛ1. Проверяем его на термическую и динамическую стойкость:

$$I_{к} = I^2_{по}(t_{откл} + T_a) = 1,721^2 * (0,055 + 0,01 + 2 + 0,03) = 6,205 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$I_{кном} = I^2_{терм} * t_{терм} = 31,5^2 * 1 = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2н} = 50 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I^2};$$

(40)

$$Z_{2н} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом},$$

Общее сопротивление приборов:



$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2}; \quad (41)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,8}{5^2} = 0,072 \text{ Ом.}$$

Выбираем провод сечением  $q=2,5 \text{ мм}^2$  КВВГнг с медными жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0175$ . Длину проводов примем  $l=60\text{м}$ , тогда сопротивление провода находим по формуле:

$$R_{\text{пр}} = \rho \cdot l_{\text{расч}} / q; \quad (42)$$

$$R_{\text{пр}} = 0,0175 \cdot 60 / 2,5 = 0,42 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}, \quad (43)$$

где  $R_{\text{к}}$  – сопротивление контактов.

$$R_2 = 0,072 + 0,42 + 0,05 = 0,542 \text{ Ом.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице:

Таблица 21 – Выбор трансформаторов тока на 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
U <sub>уст</sub> =110 кВ	U <sub>ном</sub> =110 кВ	U <sub>уст</sub> ≥ U <sub>ном</sub>
I <sub>ном</sub> =150 А	I <sub>раб</sub> =118 А	I <sub>ном</sub> ≥ I <sub>раб</sub>
Z <sub>2н</sub> =2 Ом	Z <sub>нр</sub> =0,542 Ом	Z <sub>2н</sub> ≥ Z <sub>нр</sub>
В <sub>кн</sub> =992,25 кА <sup>2</sup> с	В <sub>к</sub> =6,205кА <sup>2</sup> с	В <sub>кн</sub> ≥ В <sub>к</sub>
I <sub>дин</sub> =80 кА	i <sub>уд</sub> =4,069 кА	I <sub>дин</sub> ≥ i <sub>уд</sub>

По результатам расчетов видно, что трансформатор тока на 110 кВ соответствует условиям сети и принимается к установке.

## 7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 110 кВ

Трансформаторы напряжения предназначены для отделения первичных цепей высокого напряжения от цепей измерения и релейной защиты.

Выбор трансформатора напряжения проводят по следующим характеристикам сети:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

2. По конструкции и схеме соединения.

3. По классу точности.

4. По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

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

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, подключенных к трансформатору напряжения. Определим расчетную нагрузку во вторичной цепи, составив таблицу.

Таблица 22– Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	S потр, Вт/В *А	Число приборо в	Cosφ	Sinφ	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	ЦП8501/15	1	2	1	0	2	0
Ваттметр	ЦП8506/17	0,25	1	1	0	0,25	0
Варметр	ЦП8506/25	0,25	1	0	1	0	0,25
Счетчик	ЭЭ 971	2/10	1	1	1	2	10
ИТОГО			5	-	-	4,25	10,25

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (44)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{4,25^2 + 10,25^2} = 11,10 \text{ ВА.}$$

Выбираем электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 и устанавливаем три трансформатора напряжения по одному на каждую фазу. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 23 – Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
U <sub>уст</sub> =110 кВ	U <sub>ном</sub> =110 кВ	U <sub>уст</sub> ≤ U <sub>ном</sub>
S <sub>2Σ</sub> =11,1 ВА	S <sub>ном</sub> =250 ВА	S <sub>2Σ</sub> ≤ S <sub>ном</sub>

## 7.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения 110 кВ

Эффективным средством защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений являются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН).

Выбор ограничителей производится по следующим факторам:

1. По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению (U<sub>нрo</sub>):

$$U_{нрo} \leq 1,05 * \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (45)$$

где U<sub>нрс</sub> - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение в электрической сети.

$$U_{нрo} \leq 1,05 * \frac{110}{\sqrt{3}} * 1,05 * 1,4.$$

Рассчитаем с учетом запаса в 5 % и принятым коэффициентом

замыкания на землю для эффективно – заземленной сети согласно ПУЭ.

$$U_{нр0} \leq 98 \text{ кВ.}$$

2. По величине импульсного (разрядного) тока  $I_p$ , допустимого для протекания через варисторы, данных защитных аппаратов:

Остающееся напряжение ограничителя при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА при номинальном напряжении 110 кВ:

$$U_{ост} = \frac{U_{ки}}{1,2}, \quad (46)$$

где  $U_{ки}$  – испытательное напряжение коммутационным импульсом.

$$U_{ки} = 1,71 * U_{исп50}, \quad (47)$$

где  $U_{исп50}$  - испытательное одномоментное напряжение при частоте 50 Гц для электрооборудования класса напряжения 110 кВ.

$$U_{ки} = 1,71 * 280 = 478,8 \text{ кВ.}$$

$$U_{ост} = \frac{478,8}{1,2} = 399 \text{ кВ.}$$

3. По значению тока взрывоопасности:

$$I_{вб} = 1,2 * I_{по}, \quad (48)$$

$$I_{вб} = 1,2 * 1,721 = 2,065 \text{ кА.}$$

4. По длине пути утечки ОПН:

$$L_{ут} = 1,2 * L_{ут. обор}, \quad (49)$$

где  $L_{ут. обор}$  – длина утечки оборудования.

$$L_{\text{ут. обор}} = \lambda_{\text{э}} * U_{\text{нр}}, \quad (50)$$

где  $\lambda_{\text{э}}$  – 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$\text{Тогда } L_{\text{ут. обор}} = 2,8 * 98 = 274,4 \text{ см.}$$

$$L_{\text{ут}} = 1,2 * 274,4 = 329,3 \text{ см.}$$

5. По удельной энергоемкости.

Согласно Методических указаний по применению ограничителей перенапряжения в электрических сетях 110 – 750 кВ РАО «ЕЭС России» в сетях 110 кВ с частично разземленными нейтральными трансформаторов ограничитель должен иметь энергоемкость не ниже 4,0 – 4,5 кДж/кВ [16].

Выбираем на стороне ВН трансформатора: ОПН-110/100/10/550 УХЛ1 в полимерном исполнении.

В таблице приведем расчетные значения ОПН для сети 110 кВ и номинальные характеристики ОПН.

Таблица 24 - Расчетные значения ОПН для сети 110 кВ и номинальные характеристики ОПН

Наименование параметра	Расчётные данные	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	110	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее $U_{\text{нр}}$ , кВ	98	100
Номинальный разрядный ток, кА	-	10
Пропускная способность ОПН (2000 мкс), А	-	550
Максимальные остающиеся напряжения, кВ	399	320,8
Удельная энергоемкость ОПН (два импульса), кДж/кВ	4-4,5	5,4
Длина пути утечки, см	329	382

Таким образом, выбранный ОПН подходит к параметрам сети и будет принят к установке.

## 7.6 Выбор и проверка сборных шин 110 кВ

Жесткая ошиновка ОРУ 110 кВ выполняется из трубы алюминиевого сплава 1915Т диаметром 105 мм с толщиной стенки 5 мм на номинальный ток 2000 А.

Проверяем выбранную жесткую ошиновку:

1. По условию нагрева:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

$$118 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}.$$

2. По термической стойкости:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{сз}} + t_{\text{откл}} + T_a),$$

$$B_k = 1,721^2 \cdot (2,5 + 0,05 + 0,03) = 7,642 \text{ кА}^2\text{с}$$

Рассчитаем термически стойкое сечение по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{C m}, \quad (51)$$

где значение термического коэффициента  $S_T$  при 120 °С принимаем для алюминиевого сплава 1915Т равным 51.

$$S_T = \frac{\sqrt{7,642 \cdot 10^6}}{51} = 54,20 \text{ мм}^2$$

Площадь сечения трубы равна:

$$S_{\text{ф}} = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}, \quad (52)$$

где  $D$  – внешний диаметр трубы,

$d$  – внутренний диаметр трубы.

$$S_{\phi} = \frac{3,14 * (105^2 - 95^2)}{4} = 1570 \text{ мм}^2$$

Условие проверки:

$$S_{\tau} \leq S_{\phi},$$

$$54,2 \leq 1570$$

3. По механической прочности:

Напряжение в материале шины под воздействием изгибающего момента

$\sigma_{\text{расч}}$ :

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{iyd^2 * l^2}{W * a} \text{ МПа}, \quad (53)$$

где  $l$  – расстояние между опорными изоляторами шинной конструкции, м;

$a$  – расстояние между фазами, м. Для ОРУ-110 кВ согласно ПУЭ минимальное 1 м, но для расчета принимаем 2 м.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{4069^2 * 6^2}{11,93 * 2} = 4,33 \text{ МПа}$$

где  $W = \frac{\pi * (D^4 - d^4)}{32 * D}$  – момент сопротивления трубы относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>;

$$W = \frac{3,14 * (10,5^4 - 9,5^4)}{32 * 10,5} = 11,93 \text{ см}^3;$$

$a$  – расстояние между фазами, для ОРУ-110 кВ согласно ПУЭ минимальное 1 м, но для расчета принимаем 2 м.

Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ , т.е.  $4,33 < 215$  МПа. Условия механической прочности соблюдены.

Гибкая ошиновка ОРУ 110 кВ выполнена проводом АС-120/19.

Проведем проверку данной ошиновки:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

$$118 \text{ A} \leq 390 \text{ A}$$

2. По термической стойкости:

Рассчитаем термически стойкое сечение по формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C m}, \quad (54)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{7,642 * 10^6}}{90} = 31 \text{ мм}^2$$

Значение  $C_t$  при 200 °С принимаем для сталеалюминиевого провода АС равным 90.

$$31 \leq 120.$$

Так как расстояние между фазами достаточно велики, то силы взаимодействия между ними наоборот, небольшие, поэтому расчет на проверку гибких шин по электродинамическому воздействию не производят.

## **7.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 110 кВ**

Выбираем ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 – Опорный изолятор стержневой с защитной оболочкой из кремниевой органической резины, со степенью загрязнения 2.

Выбор изоляторов производится на следующих условиях:

- по номинальному напряжению:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

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



- по допускаемой нагрузке:  $F_{расч} \leq F_{доп}$ ,

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр},$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов, расчетная сила равна:

$$F_{расч} = \sqrt{3} * \frac{i y \partial^2}{a} * l * 10^{-7}, \text{ Н} \quad (55)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} * \frac{4069^2}{2} * 6 * 10^{-7} = 86 \text{ Н},$$

$$F_{доп} = 0,6 * 10000 = 6000 \text{ Н},$$

$$86 \text{ Н} \leq 6000 \text{ Н}.$$

Выбранный изолятор проходит по параметрам сети и может быть принят к установке.

### **7.8 Выбор и проверка ВЧ заградителей**

Высокочастотный заградитель (ВЧ) – электротехническое устройство, устанавливаемое в разрыв фазного провода воздушной линии и обладающее высоким сопротивлением на передачу данных по высокочастотным каналам и низким сопротивлением на работу промышленной частоты.

Выбор ВЧ заградителей проводим по следующим характеристикам:

1)  $U_{ном} = U_{сети}$ ,

2)  $I_{ном} \geq I_{раб.расч}$ ,

3)  $i_{скв} \geq i_{уд.}$ ,

4)  $I_{терм.норм}^2 \geq W_k$  (для )

$$I_T^2 * t_T = 31,5^2 * 1 = 992,25$$

Примем для установки на ВЛ 110 кВ заградитель: ВЗ-1250-0,5 УХЛ1 с конденсатором связи СМП-110/ $\sqrt{3}$ -6,4-УХЛ1.

Таблица 25 – Сопоставление расчётных и каталожных данных ВЧ заградителя

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{раб} = 110$ кВ	$U_{раб} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250$ А	$I_{раб.мах} = 118$ А	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{скв} = 80$ кА	$i_{уд} = 4,07$ кА	$i_{уд} \leq i_{скв}$
$I_T^2 * t_T = 992,25$ кА <sup>2</sup> с	$W_k = 7,642$ кА <sup>2</sup> с	$W_k \leq I_T^2 * t_T$

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 6 КВ

### 8.1 Выбор комплектного распределительного устройства

Выбираем комплектное распределительное устройство серии К-128 «Классик» Мосэлектроцита предназначенное для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц на номинальное напряжение 6 (10) кВ.

КРУ серии К-128 представляет собой современное распределительное устройство с высокими техническими параметрами, выполненное в металлическом корпусе из оцинкованной стали, отсек выкатного элемента оснащен винтовым механизмом вкатывания и выкатывания, предусмотрена возможность установки современных микропроцессорных блоков защит. Шкафы серии К-128 сейсмостойкого исполнения и обеспечивают работоспособность при сейсмических воздействиях до 9 баллов. Основные технические параметры данных шкафов КРУ представим в таблице.

Таблица 26 – Основные технические параметры шкафов КРУ серии К-128 «Классик»

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2
Номинальный ток сборных шин, А	3150
Номинальный ток отключения выключателей, кА	40
Ток термической стойкости, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	102

### 8.2 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатели напряжения 6,3 кВ:

Выключатели ввода на стороне 6,3 кВ:

$$I_{ном11} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} * U_{номсн}} ; \quad (56)$$

$$I_{ном11} = \frac{16}{\sqrt{3} * 6,3} = 1468 \text{ А.}$$

Секционный выключатель на стороне 6,3 кВ:

$$I_{ном21} = \frac{S_{ном}}{2\sqrt{3} * U_{номсн}} ; \quad (57)$$

$$I_{ном21} = \frac{16}{2\sqrt{3} * 6,3} = 734 \text{ А.}$$

Выключатели нагрузки на стороне 6,3 кВ:

$$I_{ном31} = \frac{S_{нагр}}{n * \sqrt{3} * U_{номсн}} = \frac{\sqrt{Pp^2 + Q_{неск}^2}}{n * \sqrt{3} * U_{номсн}} ; \quad (58)$$

$$I_{ном31} = \frac{\sqrt{11,25^2 + 5^2}}{8 * \sqrt{3} * 6,3} = 12,31/8 * 1,73 * 6,3 = 141 \text{ А.}$$

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатели напряжения 6,6 кВ:

Выключатели ввода на стороне 6,6 кВ:

$$I_{ном12} = \frac{16}{\sqrt{3} * 6,6} = 1401 \text{ А.}$$

Секционный выключатель на стороне 6,6 кВ:

$$I_{ном22} = \frac{16}{2\sqrt{3} * 6,6} = 701 \text{ А.}$$

Выключатели нагрузки на стороне 6,6 кВ:

$$I_{ном41} = \frac{\sqrt{11,25^2 + 5^2}}{8 * \sqrt{3} * 6,6} = 12,31/8 * 1,73 * 6,6 = 135 \text{ А.}$$

В комплектном РУ тип выключателя принимается в соответствии с выбранной серией КРУ.

В вводной ячейке КРУ на стороне 6,3 кВ и 6,6 кВ устанавливаем

вакуумный выключатель ВБЭ-10-40/2000 УХЛ2.

1. Проверим термическую устойчивость выключателя, для этого рассчитаем тепловой импульс для 2 ступени селективности защиты:

$$t_{\text{откл}} = \Delta t + t_{\text{откл.выкл}} = 2 + 0,04 = 2,04 \text{ с.},$$

Для стороны 6,3 кВ:

$$W_{\text{к}} = I^2_{\text{по}}(t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 30,115^2(2,04 + 0,01) = 1859,17 \text{ кА}^2\text{с}$$

Для стороны 6,6 кВ:

$$W_{\text{к}} = I^2_{\text{по}}(t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 24,992^2 \cdot 2,05 = 1280,43 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$W_{\text{кном}} = I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

2. Проверка на возможность отключения выключателем апериодической составляющей проводится по формуле:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (59)$$

где  $\beta_{\text{н}}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, 40% по справочным данным выключателя.

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,63 \text{ кА.}$$

3. Проверим выключатель на отключение полного расчетного тока короткого замыкания:

$$(60) \quad \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} + i_{\text{ао}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot (1 + \beta_{\text{н}}/100);$$

Для стороны 6,3 кВ

$$\sqrt{2} \cdot 30,115 + 21,697 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,40;$$

$$64,286 \leq 79,20.$$

Для стороны 6,6 кВ

$$\sqrt{2} \cdot 24,992 + 17,224 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,40;$$

$$52,568 \leq 79,20.$$

4. По динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{скз},$$

Для стороны 6,3 кВ

$$64,32 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

Для стороны 6,6 кВ

$$52,59 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей на ввод 6,3 и 6,6 кВ

Наименование параметра	Справочные данные	Расчётные данные	
		3	4
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	10	6,3	6,6
Номинальный ток, А	2000	1468	1401
Ток отключения КЗ, кА	40	64,3	52,6
Ток термической стойкости, кА	80	64,3	52,6
Термическая стойкость выкл., А <sup>2</sup>	2977	1859	1280
Апериодическая составляющая, А	22,63	21,7	17,2
Ток динамической стойкости, кА	102	64,3	52,6

Выключатель ВБЭ-10-40/2000 УХЛ2 подходит к установке.

Секционный выключатель выбираем такой же, как и выключатели ввода ВБЭ-10-40/2000 УХЛ2.

В качестве выключателя нагрузки выбираем ВБЭ-10-20/630 УХЛ2.

Таблица 28 - Сопоставление каталожных и расчетных данных при

выборе выключателей нагрузки на 6,3 и 6,6 кВ

Наименование параметра	Справочные данные	Расчётные данные	
		3	4
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	10	6,3	6,6
Номинальный ток, А	630	141	135
Ток отключения КЗ, кА	20	8	6,6
Ток термической стойкости, кА	40	8	6,6
Термическая стойкость выкл., кА <sup>2</sup> с	1200	232	160
Апериодическая составляющая, кА	11,3	2,7	2,2
Ток динамической стойкости, кА	51	8	6,6

### 8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 6 кВ

Выбираем трансформаторы тока на сторонах среднего – 6,3 кВ и низкого – 6,6 кВ напряжений на ввод в ячейку: ТЛШ-10-6,5-4УХЛ2 - трансформатор литой шинный на класс напряжения 10 кВ. Состав вторичной нагрузки приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на ввод в ячейку

Прибор	Тип	Кол-во	Нагрузка, В*А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	ЦП8501/10	3	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506/17	2	0,5		0,5
Варметр	ЦП8506/25	2	0,5		0,5
Счетчик АЭ и РЭ	ЭЭ 971	3	0,3	0,3	0,3
ИТОГО		6	1,8	0,8	1,8

Проверяем термическую стойкость:

На стороне 6,3 кВ:

$$W_k = I^2_{по}(t_{откл}+T_a) = 30,115^2*(0,04+1,6+0,01) = 1496,41 \text{ кА}^2\text{с},$$

На стороне 6,6 кВ:

$$W_k = I^2_{по}(t_{откл}+T_a) = 24,992^2*1,65 = 1030,59 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$W_{кном} = I^2_{терм}*t_{терм} = 50^2*3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2н}=20 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2} = \frac{1,8}{5^2} = 0,072 \text{ Ом}.$$

Выбираем провод сечением  $q=2,5 \text{ мм}^2$  КВВГнг с медными жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0175$ . Длину проводов примем  $l=5\text{м}$ . Тогда сопротивление проводов рассчитаем по формуле:

$$R_{пр} = \rho * l_{расч}/q; \tag{61}$$

$$R_{пр} = 0,0175*5/2,5=0,035 \text{ Ом},$$

Общее сопротивление вторичной нагрузки  $R_2$  будет равно:

$$R_2 = R_{приб}+R_{пр}+R_k, \tag{62}$$

где  $R_k$  – сопротивление контактов - 0,1 Ом.

$$R_2 = 0,072+0,035+0,1 = 0,207 \text{ Ом}.$$

Проверяем динамическую стойкость:



Переводим трехсекундный ток короткого замыкания по справочным данным трансформатора тока в односекундный:

$$I_{кз3} = I_{кз1}/\sqrt{3}; \quad (63)$$

$$\text{Тогда } I_{кз1} = I_{кз3}*\sqrt{3}; \quad (64)$$

$$I_{кз1} = 50*\sqrt{3} = 86,6 \text{ кА.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице:

Таблица 30 – Выбор трансформаторов тока на ввод 6,3 и 6,6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные		Условия выбора
	2	3	
1	2	3	4
Uуст=10 кВ	Uном=6,3кВ	Uном=6,6 кВ	Uуст ≥ Uном
Iном=1500 А	Iраб=1468 А	Iраб=1401 А	Iном ≥ Iраб
Z2н=0,8 Ом	Zнр=0,207 Ом		Z2н ≥ Zнр
Вкн=7500 кА <sup>2</sup> с	Вкр=1496,41 кА <sup>2</sup> с	Вкр=1030,59 кА <sup>2</sup> с	Вкн ≥ Вкр
Iдин=86,6 кА	iуд=64,3 кА	iуд=52,6 кА	Iдин ≥ iуд

Выбранный трансформатор тока принят к установке.

Выбираем трансформаторы тока в секционной ячейке на сторонах – 6,3 кВ и 6,6 кВ напряжений: ТЛП-10-2 М1В-УХЛ2. Вторичной нагрузкой трансформатора тока в секционной ячейке будет только амперметр, установленный на фазах А и С, с нагрузкой 0,5 В\*А. Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице:

Таблица 31 – Выбор трансформаторов тока в секционную ячейку на 6,3 и 6,6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные		Условия выбора
	1	2	
U <sub>уст</sub> =10 кВ	U <sub>ном</sub> =6,3кВ	U <sub>ном</sub> =6,6 кВ	U <sub>уст</sub> ≥ U <sub>ном</sub>
I <sub>ном</sub> =800 А	I <sub>раб</sub> =734 А	I <sub>раб</sub> =701 А	I <sub>ном</sub> ≥ I <sub>раб</sub>
Z <sub>2н</sub> =0,4 Ом	Z <sub>нр</sub> =0,105 Ом		Z <sub>2н</sub> ≥ Z <sub>нр</sub>
В <sub>кн</sub> =6400 кА <sup>2</sup> с	В <sub>кр</sub> =1496,41 кА <sup>2</sup> с	В <sub>кр</sub> =1030,59 кА <sup>2</sup> с	В <sub>кн</sub> ≥ В <sub>кр</sub>
I <sub>дин</sub> =150 кА	i <sub>уд</sub> =64,3 кА	i <sub>уд</sub> =52,6 кА	I <sub>дин</sub> ≥ i <sub>уд</sub>

Трансформатор тока проходит по расчетным данным.

Далее выбираем трансформатор тока на отходящих присоединениях на сторонах – 6,3 и 6,6 кВ: ТЛП-10-2 М1В-УХЛ2.

Состав вторичной нагрузки приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на отходящих присоединениях

Прибор	Тип	Кол-во	Нагрузка, В*А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	ЦП8501/10	2	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ и РЭ	ЭЭ 971	2	0,3	-	0,3
ИТОГО		4	0,8	-	0,8

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 33 – Выбор трансформаторов тока на отходящих присоединениях на 6,3 и 6,6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные		Условия выбора
1	2	3	4
U <sub>уст</sub> =10 кВ	U <sub>ном</sub> =6,3кВ	U <sub>ном</sub> =6,6 кВ	U <sub>уст</sub> ≥ U <sub>ном</sub>
I <sub>ном</sub> =150 А	I <sub>раб</sub> =141 А	I <sub>раб</sub> =135 А	I <sub>ном</sub> ≥ I <sub>раб</sub>
Z <sub>2н</sub> =0,6 Ом	Z <sub>нр</sub> =0,117 Ом		Z <sub>2н</sub> ≥ Z <sub>нр</sub>
В <sub>кн</sub> =992 кА <sup>2</sup> с	В <sub>кр</sub> =508 кА <sup>2</sup> с	В <sub>кр</sub> =350 кА <sup>2</sup> с	В <sub>кн</sub> ≥ В <sub>кр</sub>
I <sub>дин</sub> =52 кА	i <sub>уд</sub> =8 кА	i <sub>уд</sub> =6,6 кА	I <sub>дин</sub> ≥ i <sub>уд</sub>

#### 8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 6 кВ

Для того, чтобы выбрать трансформаторы напряжения на 6,3 и 6,6 кВ приведем вторичную нагрузку в следующей таблице.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6,3 и 6,6 кВ

Прибор	Тип	S потр, Вт/В*А	Число приборов	Cosφ	Sinφ	Потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В*А
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр (сборные шины)	ЦП8501/15	1	2	1	0	2	0
Ввод 6,3-6,6 кВ от трансформаторов							
Ваттметр	ЦП8506/17	0,25	1	1	0	0,25	0
Варметр	ЦП8506/25	0,25	1	0	1	0	0,25
Счетчик	ЭЭ 971	2/10	1	1	1	2	10
Отходящие линии 6,3-6,6 кВ							
Счетчик	ЭЭ 971	2/10	4	1	1	8	40
ИТОГО			5	-	-	12,25	50,25

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S2\Sigma = \sqrt{12,25^2 + 50,25^2} = 51,72 \text{ ВА.}$$

Выбираем к установке три заземляемых трансформатора напряжения ЗНОЛП-6 У2 со встроенными защитными предохранительными устройствами.

Таблица 35 – Выбор трансформатора напряжения 6,3-6,6 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
U <sub>уст</sub> =6,3-6,6 кВ	U <sub>max</sub> =7,2 кВ	U <sub>уст</sub> ≤ U <sub>ном</sub>
S2Σ=51,72 ВА	S <sub>ном</sub> =400 ВА	S2Σ ≤ S <sub>ном</sub>

### 8.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения на 6 кВ

На стороне СН и НН трансформатора выбираем: ОПНп-6/7,2/10/550 УХЛ1.

В таблице приведем расчетные значения ОПН для сети 6 кВ и номинальные характеристики ОПН.

Таблица 36 - Расчетные значения ОПН для сети 6 кВ и номинальные характеристики ОПН

Наименование параметра	Расчётные данные	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	6	6
Наибольшее длительно допустимое рабочее U <sub>нр</sub> , кВ	6,9	7,2
Номинальный разрядный ток, кА	-	10
Пропускная способность ОПН (2000 мкс), А	-	550
Максимальные остающиеся напряжения, кВ	48,45	22,7
Удельная энергоемкость ОПН (два импульса), кДж/кВ	4-4,5	5,4
Длина пути утечки, см	23	29

Таким образом, выбранный ОПН подходит к параметрам сети и будет

принят к установке.

## 8.6 Выбор и проверка сборных шин на 6 кВ

Сборные шины и ошиновка 6 кВ выполняется из проводников прямоугольного или коробчатого профиля, которая крепится на опорных полимерных изоляторах.

В КРУ 6 кВ применяется жесткая ошиновка.

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{\max 6,3} = \frac{\sqrt{Pp^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{номсн}}} = \frac{\sqrt{11,25^2 + 7,88^2}}{\sqrt{3} * 6,3} = 1259 \text{ А,}$$

$$I_{\max 6,6} = \frac{\sqrt{Pp^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{номнн}}} = \frac{\sqrt{11,25^2 + 7,88^2}}{\sqrt{3} * 6,6} = 1202 \text{ А.}$$

Сечение шин выбираем по допустимому току. Принимаем алюминиевые шины марки АДЗ1Т прямоугольного сечения 8\*100 с максимально допустимым током равным 1625 А.

Условие нагрева в продолжительном режиме соблюдено:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

$$1259 \text{ А} \leq 1625 \text{ А,}$$

$$1202 \text{ А} \leq 1625 \text{ А.}$$

Проверяем сборные шины на термическую стойкость:

$$W_k = I_{\text{по}}^2 * (t_{\text{сз}} + t_{\text{откл}} + T_a),$$

где  $T_a = 0,01$  сек для распределительной сети 6 – 10 кВ.

$$W_{k6,3} = 30,115^2 * (0,5 + 0,04 + 0,01) = 499 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$Bk_{6,6} = 24,992^2 * 0,55 = 344 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$q_{\min 6,3} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} = \frac{\sqrt{499 * 10^6}}{91} = 245 \text{ мм}^2,$$

$$q_{\min 6,6} = \frac{\sqrt{Bk}}{C} = \frac{\sqrt{344 * 10^6}}{91} = 204 \text{ мм}^2,$$

Определяем пролет  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \sqrt{\frac{q_{\min}}{v}} * \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (65)$$

где  $l$  – длина пролета между осями изоляторов, м;

$v$  – частота собственных колебаний, Гц;

$J$  – момент инерции, см<sup>4</sup>;

$q$  – поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

Момент инерции определяем по формуле:

$$J = \frac{b * h^3}{12}, \quad (66)$$

где  $b$  и  $h$  – размеры поперечного сечения шины, см.

$$\text{для алюминиевых шин: } J = \frac{b * h^3}{12} = \frac{0,8 * 10^3}{12} = 66,67 \text{ см}^4,$$

Принимаем расположение шин плашмя с пролетом 1,4 м.

$$l^2 \leq \frac{q_{\min}}{v} * \sqrt{\frac{J}{q}},$$

для сети 6,3 кВ:

$$1,96 \leq \sqrt{\frac{245}{200}} * \sqrt{\frac{66,67}{8}} = 1,88 \text{ м},$$

для сети 6,6 кВ:

$$1,96 \leq \sqrt{\frac{204}{200} * \sqrt{\frac{66,67}{8}}} = 1,72 \text{ м.}$$

Напряжение в материале шины под воздействием изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{i y \partial^2 * l^2}{W * a} = \text{МПа}, \quad (67)$$

где  $W = \frac{10^2 * 0,8}{6} = 13,33$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>;

$a$  – расстояние между фазами;

$l$  – длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{\text{расч } 6,3} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{64316^2 * 1,4^2}{13,33 * 0,25} = 42 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч } 6,6} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{52594^2 * 1,4^2}{13,33 * 0,25} = 28 \text{ МПа},$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{разр}}$ , т.е.  $42 < 49$  Мпа, где

$\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7\sigma_{\text{разр}}$ , т.е.  $75 \leq 0,7*70 = 49$ . Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 37 – Выбор жёстких шин 6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные		Условия выбора
	2	3	
1	2	3	4
$I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А}$	$I_{\text{max}6,3} = 1259 \text{ А}$	$I_{\text{max}6,6} = 1202 \text{ А}$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}$

$q = 800 \text{ мм}^2$	$q_{\min 6,3} = 245 \text{ мм}^2$	$q_{\min 6,6} = 204 \text{ мм}^2$	$q_{\min} \leq q$
$l^2 = 1,96 \text{ м}$	$l_{p6,3} = 1,88 \text{ м}$	$l_{p6,3} = 1,72 \text{ м}$	$l_p \leq l^2$
$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}6,3} = 42 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}6,6} = 28 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$
$\sigma_{\text{разр}} = 49 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}6,3} = 42 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}6,6} = 28 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{разр}}$

Шины проходят.

### 8.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 6 кВ

Жесткая ошиновка устанавливается в КРУ на опорных изоляторах, выбор которых производится на следующих условиях:

- по номинальному напряжению:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

- по допускаемой нагрузке:  $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ ,

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

$F_{\text{доп}}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}}, \text{Н} \quad (68)$$

где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов, расчетная сила равна

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i y \partial^2}{a} * l * 10^{-7}, \text{Н}$$

$$F_{\text{расч}6,3} = \sqrt{3} * \frac{64316^2}{0,25} * 1,4 * 10^{-7} = 4012 \text{ Н},$$

$$F_{\text{расч}6,6} = \sqrt{3} * \frac{52594^2}{0,25} * 1,4 * 10^{-7} = 2683 \text{ Н}.$$

Выбираем опорный изолятор: ОСК 8-10 УХЛ2 – Опорный стержневой



полимерный изолятор внутренней установки.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 * 8000 = 4800 \text{ Н}$$

Таблица 38 – Выбор опорных изоляторов в КРУ - 6,3 и 6,6 кВ

Справочные данные	Расчётные данные		Условия выбора
	1	2	
Ууст=10 кВ	Uном=6,3кВ	Uном=6,6 кВ	Ууст ≥ Uном
Fдоп = 4800 Н	Fрасч6,3 = 4012 Н	Fрасч6,6 = 2683Н	Fдоп ≥ Fрасч

### 8.8 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд

Трансформатор собственных нужд выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников собственных нужд. В таблице представим собственную нагрузку подстанции.

Таблица 39 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Нагрузка	Коэффициент использования $\cos \varphi$	Руст, кВт	Срасч, кВт
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,65	10	6,5
Обогрев в ячейках КРУ - 6,3 – 6,6 кВт	0,8	90	72
Внутреннее освещение КРУ	0,8	8	6,4

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4
Наружное освещение	0,8	12	9,6
Обогрев выключателей 110 кВ	0,65	4	2,6
Питание цепей релейной защиты	0,95	18	17,1
Прочие	0,8	30	24
Итого		172	138,2

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S = \frac{\Sigma S_{расч}}{k_3 * N_m}$$

(69)

$$S = \frac{138,2}{0,7 * 2} = 98,71 \text{ кВА}$$

Выбираем два трехфазных сухих трансформатора - ТСЗ 100/6/0,4 - УЗ.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПС 110 КВ КОМСОМОЛЬСКАЯ

В качестве основной защиты трехобмоточных трансформаторов, расположенных на ПС 110/6,3/6,6 кВ «Комсомольская» выбрано цифровое устройство релейной защиты и автоматики Алтей – ОЗТ.

Данное устройство обеспечивает следующие функциональные возможности релейной защиты:

- дифференциальная токовая отсечка;
- дифференциальная защита с торможением;
- токовая отсечка стороны ВН;
- максимальная токовая защита;
- защита от перегрузки;
- газовая защита трансформатора и устройства РПН;
- защита от потери охлаждения трансформатора;
- функция устройства резервирования при отказе выключателя [1].

Таблица 40 – Предварительный расчет данных для расчета уставок релейной защиты

Величина	Формула	Расчетные значения для стороны ВН	Расчетные значения для стороны СН	Расчетные значения для стороны НН
Первичный номинальный ток трансформатора, $I_1$ , А	$I_1 = S_{Т1} / (\sqrt{3} \cdot U_{ном.})$	$16000 / (1,73 \cdot 115) = 80,42$	$16000 / (1,73 \cdot 6,3) = 1467,89$	$16000 / (1,73 \cdot 6,6) = 1401,3$
Коэффициент схемы $k^{(3)}_{сх}$	$k^{(3)}_{сх} = I_p / I_\phi$	$\sqrt{3}$	1	1
Расчетный коэффициент трансформации ТТ	$(k^{(3)}_{сх} \cdot I_1) / 5$	$(\sqrt{3} \cdot 80,42) / 5 = 139/5$	$(1 \cdot 1468) / 5 = 1468/5$	$(1 \cdot 1401,3) / 5 = 1401/5$
Схема соединения ТТ		$\Delta$	Y	Y
Принятый коэффициент трансформации ТТ	$n_{ТАуст.}$	$150/5 = 30$	$1500/5$	$1500/5$
Вторичный ток в плечах защиты $I_2$ , А	$I_2 = (k^{(3)}_{сх} \cdot I_1) / n_{ТАуст.}$	$(\sqrt{3} \cdot 80) / (150/5) = 4,63$	$(1 \cdot 1468) / (1500/5) = 4,89$	$(1 \cdot 1401) / (1500/5) = 4,67$

Рассчитаем уставки релейной защиты согласно расчету, представленному НПП Микропроцессорные технологии для терминала «Алтей».

Для того, чтобы произвести расчет уставок для устройства Алтей-ОЗТ необходимо токи короткого замыкания, рассчитанные выше, привести к высокой стороне напряжения:

Значения рассчитанных токов представим в таблице 41.

Таблица 41 – Токи короткого замыкания, приведенные к стороне ВН

Икз, А	Сторона ВН	Сторона СН	Сторона НН
Макс	4069	3523	3018
Мин	3743	2883	2452

Так как номинальный вторичный ток для измерения равен 5 А, то верхняя граница измерения токов короткого замыкания, принимается до 500 А.

В устройстве Алтей производится проверка входов измерения токов для сторон ВН, СН, НН трансформатора, по следующим условиям:

$$I_{\text{макс измер ВН}} \geq \frac{k_a * I_{\text{кз макс ВН}}}{k_{\text{тт ВН}}}, \quad (70)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – ток короткого замыкания максимальный на выводах соответствующих сторон (ВН, СН, НН);

$k_a$  – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую в момент возникновения короткого замыкания, равен 2;

$k_{\text{тт}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока соответствующей стороны (ВН, СН, НН);

$$I_{\text{макс измер ВН}} \geq \frac{2 * 4069}{30} = 271,27;$$

$500 \geq 271,27$  Условие для измерения входа ВН выполнено;

$$I_{\text{макс измер СН}} \geq \frac{k_a * I_{\text{кз макс СН}}}{k_{\text{тт СН}}} * \frac{U_{\text{ном ВН}}}{U_{\text{ном СН}}} = \frac{2 * 3523}{300} * 115 = 428,72;$$

$500 \geq 428,72$  Условие для измерения входа СН выполнено;

$$I_{\text{макс измер НН}} \geq \frac{k_a * I_{\text{кз макс НН}}}{k_{\text{тт НН}}} * \frac{U_{\text{ном ВН}}}{U_{\text{ном НН}}} = \frac{2 * 3018}{300} * 115 = 350,58;$$

$500 \geq 350,58$  Условие для измерения входа НН выполнено.

Расчет уставок защиты микропроцессорного устройства Алтей сведем в таблицы.

Таблица 42 – Расчет уставок дифференциальной токовой защиты устройства Алтей-ОЗТ

Наименование величины и ее обозначение	Формула/расчет
1	2
<i>Дифференциальная токовая защита (ДТО и ДЗТ)</i>	
1. Максимальный ток небаланса в режиме внешнего КЗ, о.е., Инб расч макс	$\text{Инб расч макс} = k_{\text{отс}} * \frac{I_{\text{кз внеш макс}}}{I_{\text{ном ВН}}} = \frac{(2,5*10+1,78*9+5)}{100} * \frac{3523}{80,33} = 20,18 \text{ о.е.}$
2. Уставка срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса, о.е., Idто	$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} * \text{Инб расч макс} = 1,3*20,18 = 26,23$
3. Уставка ток начала торможения первого участка ДЗТ, о.е., Itорм1	$I_{\text{торм1}} = 1 \text{ о.е.}$
4. Уставка ток начала торможения первого участка ДЗТ, о.е., Itорм2	$I_{\text{торм2}} = 2 \text{ о.е.}$

Продолжение таблицы 42

1	2
5. Ток небаланса, соответствующий току начала торможения первого участка, о.е., Инб расч 1	$\text{Инб расч 1} = k_{\text{отс}} * I_{\text{торм1}} = \frac{(1*10+1,78*9+5)}{100} * 1 = 0,31$

6. Уставка начального тока срабатывания ДЗТ, о.е., $I_{дзт}$	$I_{дзт} = k_{отс} * I_{нб\ расч\ 1} = 1,3 * 0,31 = 0,41$
7. Ток небаланса, соответствующий току начала торможения второго участка, о.е., $I_{нб\ расч\ 2}$	$I_{нб\ расч\ 2} = k_{отс} * I_{торм2} = \frac{(1,5 * 10 + 1,78 * 9 + 5)}{100} * 2 = 0,72$
8. Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения, равном току начала торможения второго участка, о.е., $I_{дзт\ 2}$	$I_{дзт\ 2} = k_{отс} * I_{нб\ расч\ 2} = 1,3 * 0,72 = 0,94$
9. Уставка коэффициента торможения первого участка ДЗТ, $k_{торм\ 1}$	$k_{торм\ 1} = \frac{I_{дзт\ 2} - I_{дзт}}{I_{торм2} - I_{торм1}} = \frac{0,94 - 0,41}{2 - 1} = 0,53$
10. Ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, о.е., $I_{торм\ ДТО}$	$I_{торм\ ДТО} = \frac{I_{кзвнеш\ макс}}{I_{ном\ ВН}} - \frac{I_{нб\ расч\ макс}}{2} =$ $\frac{3523}{80,33} - \frac{20,18}{2} = 33,77$
11. Уставка коэффициента торможения второго участка ДЗТ, $k_{торм\ 2}$	$k_{торм\ 2} = \frac{I_{дто} - I_{дзт2}}{I_{тормДТО} - I_{торм2}} = \frac{26,23 - 0,94}{33,77 - 2} = 0,80$
12. Уставка задержки срабатывания ДЗТ, с, $T_{дзт}$	$T_{дзт} = 0\ с.$

Продолжение таблицы 42

1	2
13. Относительное значение минимального тока на выводах трансформатора, о.е., $I_{кзмин}$	$I_{кзмин} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} * I_{кзминСН}(НН)}{I_{ном\ ВН}} =$ $\frac{\frac{\sqrt{3}}{2} * 2452}{80,33} = 26,44$
14. Уставка срабатывания ДЗТ	$I_{дзт\ сраб} = (I_{кзмин}/2 - I_{торм2}) * k_{торм2} + I_{дзт2},$

при минимальном токе КЗ на выводах трансформатора о.е., Идзт сраб	если $I_{кзмин} > 2 \cdot I_{торм2}$ $I_{дзт\ сраб} = (26,44/2 - 2) \cdot 0,80 + 0,94 = 9,91,$ если $26,44 > 4$
15. Коэффициент чувствительности ДЗТ, кч	$kч = \frac{I_{кзмин}}{I_{дзт\ сраб}} = \frac{26,44}{9,91} = 2,67;$ Чувствительность в норме
16. Уставка тока срабатывания сигнализации небаланса, о.е.	$I_{нб} = k_{отснб} \cdot I_{нб\ расч\ 1} = 1,05 \cdot 0,31 = 0,33$
17. Уставка задержки срабатывания сигнализации небаланса, с, Тнб	$T_{нб} = 10\ с.$

Таблица 43 – Расчет уставок максимальной токовой защиты устройства Алтей-ОЗТ

Наименование величины и ее обозначение	Формула/расчет
1	2
<i>Максимальная токовая защита стороны НН (МТЗ НН)</i>	
1. Номинальный ток стороны НН, приведенный к стороне ВН, А, $I_{ном\ НН}$	$I_{ном\ НН} = \frac{S_{ном\ НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном\ НН} \cdot k_{трВН-НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 17,42} = 80,33\ А$

Продолжение таблицы 43

1	2
2. Уставка тока срабатывания МТЗ НН по условию отстройки от режима самозапуска, А, $I_{мтз\ НН}$	$I_{мтз\ НН} = \frac{k_{отс} \cdot k_{зап} \cdot k_{перегрузки}}{k_{в}} \cdot I_{ном\ НН} = \frac{1,2 \cdot 5 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 80,33 = 710,26\ А$
3. Коэффициент чувствительности МТЗ НН к КЗ на шинах НН, кч	$kч = \sqrt{3}/2 \cdot \frac{I_{кзмин\ НН}}{I_{мтз\ НН}} = \sqrt{3}/2 \cdot \frac{2452}{710,26} = 2,99$ кч удовлетворяет требованиям ПУЭ
4. Уставка задержки отключения	$dT_{мтз\ НН} = 0,3\ с.$

трансформатора от МТЗ НН, с, dТмтз НН	
<u>Максимальная токовая защита стороны СН (МТЗ СН)</u>	
5. Номинальный ток стороны СН, приведенный к стороне ВН, А, Iном СН	$I_{ном\ СН} = \frac{S_{ном\ СН}}{\sqrt{3} * U_{ном\ СН} * k_{пр\ BC - CH}} = \frac{16000}{\sqrt{3} * 6,3 * 18,25} = 80,33\ А$
6. Уставка тока срабатывания МТЗ СН по условию отстройки от режима самозапуска, А, Iмтз СН	$I_{мтз\ СН} = \frac{k_{отс} * k_{зап} * k_{перегрузки}}{k_{в}} * I_{ном\ СН} = \frac{1,2 * 5 * 1,4}{0,95} * 80,33 = 710,26\ А$
7. Коэффициент чувствительности МТЗ СН к КЗ на шинах СН, кч	$k_{ч} = \sqrt{3}/2 * \frac{I_{кз\ мин\ СН}}{I_{мтз\ СН}} = \sqrt{3}/2 * \frac{2883}{710,26} = 3,52$ кч удовлетворяет требованиям ПУЭ
8. Уставка задержки отключения трансформатора от МТЗ СН, с, dТмтз СН	dТмтз СН = 0,3 с.
<u>Максимальная токовая защита стороны ВН (МТЗ ВН)</u>	
9. Уставка тока срабатывания МТЗ ВН по условию отстройки от режима самозапуска, А, Iмтз ВН	$I_{мтз\ ВН} = \frac{k_{отс} * k_{зап} * k_{перегрузки}}{k_{в}} * I_{ном\ ВН} = \frac{1,2 * 5 * 1,4}{0,95} * 80,33 = 710,26\ А$

Продолжение таблицы 43

1	2
10. Уставка тока срабатывания МТЗ ВН по условию согласования с МТЗ предыдущего элемента, А	$I_{мтз\ ВН} = k_{отс} * I_{мтз\ СН} = 1,1 * 710,26 = 781,29$ Согласование с уставкой МТЗ НН
11 Коэффициент чувствительности МТЗ ВН к КЗ на шинах НН, кч	$k_{ч} = k_{сх} * \frac{I_{кз\ мин\ НН}}{I_{мтз\ ВН}} = 1 * \frac{2452}{781,29} = 3,14$ кч удовлетворяет требованиям ПУЭ
12. Уставка задержки срабатывания МТЗ ВН, с, Тмтз ВН	$T_{мтз\ ВН} = T_{мтз\ НН} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6\ с.$

Таблица 44 – Расчет уставок других защит устройства Алтей-ОЗТ

№	Наименование величины и ее	Формула/расчет
---	----------------------------	----------------



п/п	обозначение	
<u>Защита от перегрузки (ЗП)</u>		
1	Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки, А, $I_{зп ВН}$	$I_{зп ВН} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} * I_{ном ВН} = \frac{1,05}{0,95} * 80,33 = 88,79$ А
2	Уставка задержки срабатывания ЗП, с, $T_{зп ВН}$	$T_{зп ВН} = 9$ с.
<u>Газовая защита (ГЗ)</u>		
3	Уставка задержки срабатывания сигнализации отсутствия питания цепей ГЗ, с, $T_{гз сигн}$	$T_{гз сигн} = 10$ с. Отстроена с запасом от времени действия защит и АВР цепей питания
<u>УРОВ</u>		
4	Уставка токового органа УРОВ стороны ВН, А, $I_{уров ВН}$	$I_{уров ВН} = 0,5$ А
5	Уставка задержки срабатывания УРОВ стороны ВН, с, $T_{уров ВН}$	$T_{уров ВН} = t_{выкл} + t_{возвр} + t_{отс} = 0,045 + 0,02 + 0,1 = 0,165$ с.

Характеристика срабатывания ДТО и ДЗТ и определение коэффициента чувствительности по характеристике срабатывания ДЗТ приведено на рисунках.

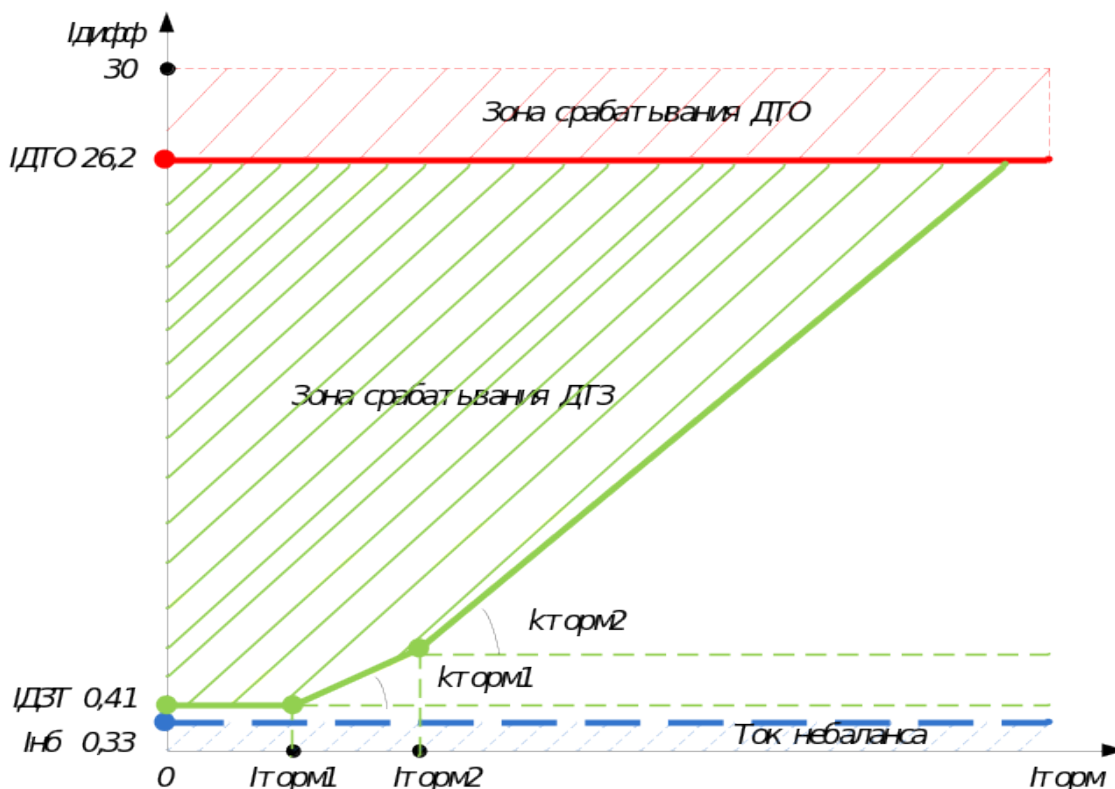


Рисунок 24 – Характеристика срабатывания ДТО и ДЗТ

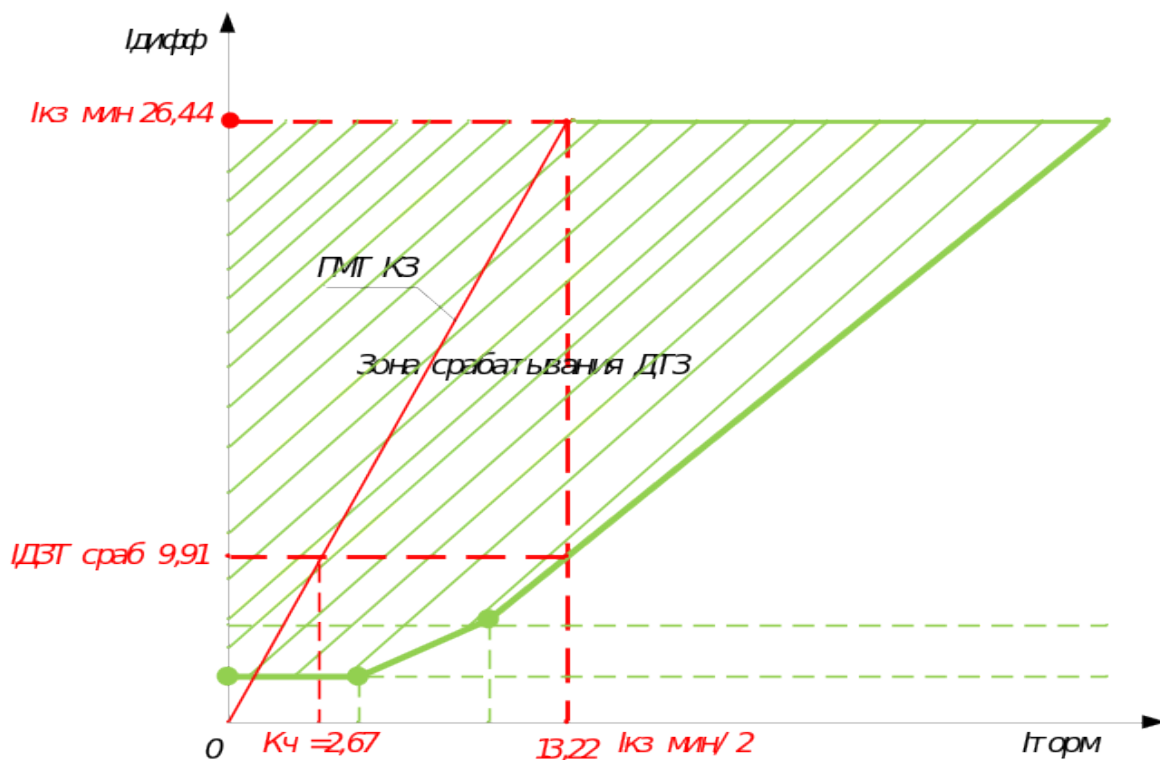


Рисунок 25 – Определение коэффициента чувствительности по характеристике срабатывания ДЗТ

## 10 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС 110 КВ КОМСОМОЛЬСКАЯ

### 10.1 Расчет молниезащиты ПС 110 кВ Комсомольская

При проектировании зданий и сооружений систем электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии.

В соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3 - 500 кВ от прямых ударов молнии и грозových волн, набегающих с линии электропередачи, защите подлежат следующие объекты:

- открытые распределительные устройства (ОРУ), в том числе шинные мосты;
- здания машинного зала и закрытые распределительные устройства

(ЗРУ);

- здания маслохозяйства.

ОРУ станций и подстанций защищаются от прямых ударов молнии стержневыми молниеотводами и только для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанции (кроме трансформаторного портала) или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов со своими обособленными заземлителями.

Для расчета молниезащиты подстанции используем методику, предложенную профессором А. А. Акопяном в соответствии с которой, зоны защиты стержневых молниеотводов представляют собой «шатёр» [9].

Произведем расчет молниезащиты ОРУ 110 кВ ПС «Комсомольская»:

Габариты ОРУ:

$A = 62$  м

$B = 29,76$  м

Высота портала - 11,35 м.

Для наиболее эффективной реализации зон защиты расположим молниеотводы по вершинам двух треугольников, представленных на рисунке:

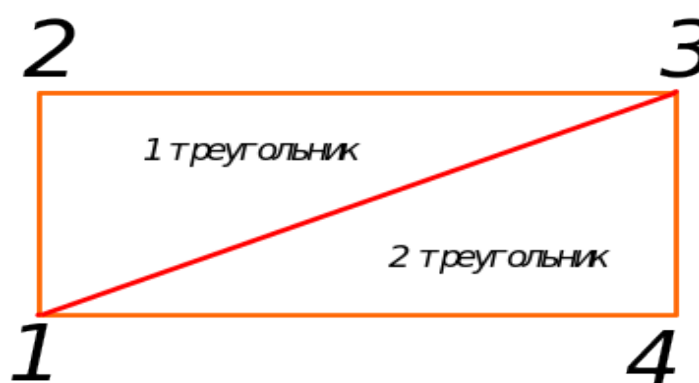


Рисунок 26 – Расположение молниеотводов

Согласно методике, впишем треугольник в окружность и рассчитаем ее диаметр, а также покажем данную окружность на рисунке.

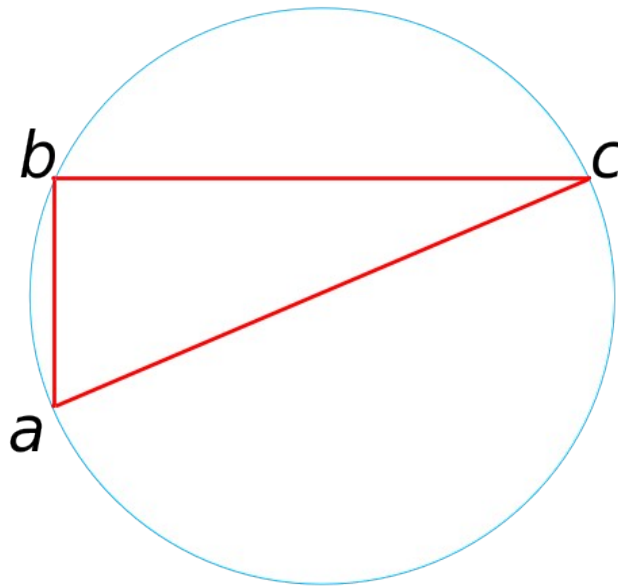


Рисунок 27 – Треугольник молниеотводов, вписанный в окружность

Из рисунка видно, что диаметром окружности является диагональ прямоугольного треугольника, которую рассчитаем, по формуле:

$$D = ac = \sqrt{ab^2 + bc^2}; \quad (71)$$

Рассчитаем треугольник 1-2-3

$$D = ac = \sqrt{21,328^2 + 51,832^2} = 56,049 \text{ м.}$$

Определяем активную зону молниеотвода  $ha$ :

$$ha \geq \frac{D}{8}; \quad (72)$$

$$ha \geq \frac{56,049}{8} = 7,01 \text{ м,}$$

Принимаем  $ha = 7,65 \text{ м.}$

Рассчитываем высоту молниеотводов  $h$ :

$$h = ha + hx; \quad (73)$$

где  $h_x$  – высота самого высокого сооружения в выбранном треугольнике.  
 В данном случае, это высота портала, тогда  $h_x = 11,35$  м.

$$h = 7,65 + 11,35 = 19 \text{ м.}$$

Определяем радиус зоны защиты стержневого молниеотвода на высоте  $h_x$ , по следующей формуле:

$$r_x = \frac{1,6 * h * h_a}{h + h_a} * p, \quad (74)$$

где  $p$  – коэффициент для разных высот молниеотводов:  $p = 1$  для  $h \leq 30$  м  
 и  $p = 5,5\sqrt{h}$  для  $h \geq 30$  м.

$$r_x = \frac{1,6 * 19 * 7,65}{19 + 7,65} * 1 = 8,73 \text{ м.}$$

В середине расстояния между молниеотводами находится точка  $0$  с наименьшей высотой, которую определяем по формуле:

$$h_0 = h - \frac{a}{7p}, \quad (75)$$

где  $a$  – расстояние между молниеотводами.

$$h_0 = 19 - \frac{21,328}{7 * 1} = 15,953 \text{ м.}$$

Далее определяем зону защиты с наименьшей шириной  $b_x$  на высоте от земли  $h_x$ , по следующему выражению:

$$b_x = 2 * r_x * \frac{7 * h_a - a}{14 * h_a - a}, \quad (76)$$

$$b_x = 2 * 8,73 * \frac{7 * 7,65 - 21,328}{14 * 7,65 - 21,328} = 6,559 \text{ м.}$$

Далее аналогично рассчитываем следующие пары молниеотводов, результаты представим в таблице.

Таблица 45 – Результаты расчетов зоны защиты на уровне портала подстанции

Пара МО	Параметр							
	a, м	h <sub>x</sub> , м	D, м	h <sub>a</sub> , м	h, м	r <sub>x</sub> , м	b <sub>x</sub> , м	h <sub>o</sub> , м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1-2	21,328	11,35	56,049	7,65	19	8,73	6,559	15,953
3-4	21,328	11,35	56,049	7,65	19	8,73	6,559	15,953
2-3	51,832	11,35	56,049	7,65	19	8,73	0,543	11,595
1-4	51,832	11,35	56,049	7,65	19	8,73	0,543	11,595

Также, необходимо построить зону защиты на уровне здания ЗРУ и проверить попадает ли оно целиком в зону защиты.

Таблица 46 – Результаты расчетов зоны защиты на уровне здания ЗРУ

Пара МО	Параметр							
	a, м	h <sub>x</sub> , м	D, м	h <sub>a</sub> , м	h, м	r <sub>x</sub> , м	b <sub>x</sub> , м	h <sub>o</sub> , м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1-2	21,328	3,8	56,049	15,2	19	13,51	12,005	15,953
3-4	21,328	3,8	56,049	15,2	19	13,51	12,005	15,953
2-3	51,832	3,8	56,049	15,2	19	13,51	9,160	11,595
1-4	51,832	3,8	56,049	15,2	19	13,51	9,160	11,595

## 10.2 Расчет заземления ПС 110 кВ Комсомольская

Согласно п. 1.7.105. ПУЭ: «Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью в районах с большим удельным сопротивлением земли, в том числе в районах многолетней мерзлоты, рекомендуется выполнять с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения».

Пункт 1.7.89. ПУЭ выдвигает следующее требование: «Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно, как правило, превышать 10 кВ» [14].

С целью выравнивания электрического потенциала и присоединения электроустановки к заземлителю по территории ОРУ 110 кВ прокладывают на глубине 0,5 – 0,7 м продольные и поперечные заземлители. Продольные заземлители прокладывают на расстоянии 0,8 – 1 м от оснований оборудования или фундаментов, а поперечные укладывают между оборудованием в удобных местах.

Также согласно п. 1.7.112 ПУЭ сечения горизонтальных заземлителей для электрооборудования выше 1 кВ следует выбирать по условию термической стойкости.

Допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости  $S_{ту}$  определяют по формуле:

$$S_{ту} = I_{кз} * S_{1кА} * q, \quad (77)$$

где  $I_{кз}$  – значение тока короткого замыкания на шинах 110 кВ подстанции,

$S_{1кА}$  – допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью 1 секунда, для горизонтального стального заземлителя равно  $14 \text{ мм}^2/\text{кА}$ ;

$q$  – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока, равный:

$$q = \sqrt{t_{р.з} + t_{откл.в.}}, \quad (78)$$

где  $t_{р.з.}$  – время срабатывания релейной защиты,

$t_{откл.в.}$  – полное время отключения выключателя.

$$\text{Тогда } q = \sqrt{0,1 + 0,06} = 0,4$$

$$S_{ту} = 4,069 * 14 * 0,4 = 22,79 \text{ мм}^2.$$

Кроме этого, необходимо рассчитать сечение, которое будет потеряно стальным проводником вследствие коррозии:

$$\text{Скор} = \pi * \delta_k * (\sqrt{4 * S_{\text{му}} / \pi} + \delta_k), \quad (79)$$

где  $\delta_k$  – глубина коррозии, которая рассчитывается по следующей формуле:

$$\delta_k = a_k * \ln^3 t + b_k * \ln^2 t + c_k * \ln t + d_k, \quad (80)$$

где  $t$  – расчетное время эксплуатации заземлителя в месяцах, принимаем 30 лет,

$a_k, b_k, c_k, d_k$  – коэффициенты уравнения, значения которых зависят от коррозионной активности грунта. Для средней коррозионной активности принимаем равными:  $a_k = 0,0026, b_k = 0,0092, c_k = -0,0104, d_k = 0,0224$ .

$$\delta_k = 0,0026 * \ln^3 360 + 0,0092 * \ln^2 360 - 0,0104 * \ln 360 + 0,0224 = 0,81 \text{ мм};$$

$$\text{Скор} = 3,14 * 0,81 * (\sqrt{4 * 23 / 3,14} + 0,81) = 15,83 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, площадь сечения горизонтального заземлителя должна превышать  $S_{\text{полн}}$ , которая рассчитывается следующим образом:

$$S_{\text{полн}} = S_{\text{ту}} + \text{Скор}; \quad (81)$$

$$S_{\text{полн}} = 22,79 + 15,83 = 38,62 \text{ мм}^2.$$

Выбираем горизонтальные заземлители, выполненные из стали сечением  $40 * 4$  мм, которые удовлетворяют данному условию:

$$160 \text{ мм}^2 > 39 \text{ мм}^2.$$

Произведем расчет заземления для ОРУ подстанции 110 кВ «Комсомольская»:

Площадь, занятая оборудованием ОРУ 110 кВ:

$$S = 62 * 30 = 1860 \text{ м}^2.$$

Заземляющий контур следует проектировать с выходом за границы оборудования на 1 – 2 м для обеспечения безопасности напряжения



прикосновения, тогда:

$$S = 64 * 32 = 2048 \text{ м}^2.$$

Горизонтальные заземлители, прокладываются на глубине 0,5 м от поверхности земли. Расстояние между полосами сетки примем:  $a = 5$  м.

Предварительно длину горизонтальных полос, рассчитываем по плану:

$$L_{\Gamma} = 64 * 32 / 5 + 32 * 64 / 5 = 819 \text{ м}.$$

План заземляющего устройства представим в виде расчетной квадратной модели, которая будет иметь следующий вид:

$$\sqrt{S} = \sqrt{64 * 32} = \sqrt{2048} = 45,25 \text{ м}.$$

Число ячеек на стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (82)$$

где  $L_{\Gamma}$  – длина полос в расчетной модели, рассчитываемая по следующей формуле:

$$L_{\Gamma} = 2\sqrt{S} * (m + 1); \quad (83)$$

$$\text{Тогда, } m = \frac{819}{2\sqrt{2048}} - 1 = 8,05; \text{ принимаем } m = 8;$$

Уточняем длину полос для квадратичной модели:

$$L_{\Gamma} = 2\sqrt{2048} * (8 + 1) = 815 \text{ м}.$$

Длина сторон ячейки  $b$  равна:

$$b = 45,25 / 8 = 5,67 \text{ м}.$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура определяем по следующему выражению:

$$n_{\text{в}} = \frac{\sqrt{S} * 4}{l_{\text{г}}},$$

(84)

где  $l_b$  – длина вертикального заземлителя, принимаем равной 5 м., тогда  
$$n_b = \frac{\sqrt{2048} * 4}{5} = 36.$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_b = l_b * n_b; \quad (85)$$

$$L_b = 5 * 36 = 180 \text{ м.}$$

Далее определяем общее сопротивление заземлителя по расчетной модели:

$$R_z = A * \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\text{г}} + L_b}, \quad (86)$$

где  $\rho_{\text{э}}$  – эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом\*м, определяемое из соотношений:  $\rho_1/\rho_2$  и  $\frac{hc-t}{l_{\text{г}}}$  (где  $hc$  – толщина слоя сезонных изменений для I климатической зоны = 2,2 м) по таблице [17],

$$A = (0,385 - 0,25 \frac{l_{\text{г}} + t}{\sqrt{S}}), \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_{\text{г}} + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5. \quad (87)$$

Таким образом, относительная глубина равна:

$$\frac{l_{\text{г}} + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,5}{\sqrt{2048}} = 0,1215 > 0,1, \text{ тогда}$$

$$A = (0,385 - 0,25 \frac{5 + 0,5}{\sqrt{2048}}) = 0,355.$$

По соотношениям  $\rho_1/\rho_2 = 500/100$  и  $\frac{hc-t}{l_{\text{г}}} = \frac{2,2 - 0,5}{5} = 0,34$  определяем  $\rho_{\text{э}}/\rho_2 = 1,3$ , тогда  $\rho_{\text{э}} = 1,3 * 100 = 130$  Ом\*м.

$$\text{Рассчитаем } R_z = 0,355 * \frac{130}{\sqrt{2048}} + \frac{130}{815 + 180} = 1,150 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = k_{\text{п}} * I_{\text{з}} * R_z, \quad (88)$$

где  $k_{п}$  – коэффициент напряжения прикосновения, определяется по формуле:

$$k_{п} = \frac{M * \beta}{\left(\frac{l_{в} * L_{г}}{a \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (89)$$

где  $M$  – параметр, зависящий от  $\rho_1/\rho_2$ , при  $\rho_1/\rho_2 = 500/100$ , значение  $M = 0,75$ ;

$\beta$  – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека  $R_{ч}$  и сопротивлению растекания тока от ступней  $R_{с}$ :

$$\beta = R_{ч} / (R_{ч} + R_{с}), \quad (90)$$

где  $R_{ч} = 1000 \text{ Ом}$ ;

$R_{с} = 1,5 \text{ рв.с.}$ , где рв.с. – сопротивление верхнего слоя земли.

$$\beta = 1000 / (1000 + 1,5 * 500) = 0,57$$

$$\text{Тогда } k_{п} = \frac{0,75 * 0,57}{\left(\frac{5 * 815}{5 \sqrt{2048}}\right)^{0,45}} = 0,116;$$

$$U_{пр} = 0,116 * 4069 * 1,15 = 543 \text{ В,}$$

Полученное значение напряжения превышает допустимое значение 400 В для 0,2 с., поэтому используем естественные заземлители ( $R_e$ ) в виде грозозащитных тросов опоры ВЛ 110 кВ общим сопротивлением 1,5 Ом, присоединяемые параллельно заземляющему устройству, тогда значение сопротивления заземлителя имеет следующий вид:

$$R_{з}^{\prime} = \frac{R_{з} * R_e}{R_{з} + R_e}; \quad (91)$$

$$R_{з}^{\prime} = \frac{1,15 * 1,5}{1,15 + 1,5} = 0,65 \text{ Ом.}$$

Также применим подсыпку гравия 0,2 м по территории подстанции.

Удельное сопротивление данного слоя гравия будет рв.с. = 3000 Ом\*м, тогда

$$\beta = 1000 / (1000 + 1,5 * 3000) = 0,18;$$

$$k_{п} = \frac{0,75 * 0,18}{\left( \frac{5 * 815}{5 \sqrt{2048}} \right)^{0,45}} = 0,037;$$

$U_{пр} = 0,037 * 4069 * 0,65 = 98$  В, что меньше предельно допустимого напряжения прикосновения.

В данной работе рассматривается реконструкция «Южно – Якутских электрических сетей» 110 кВ в связи с подключением подстанции 110/6 кВ «Комсомольская». Подстанция 110 кВ «Комсомольская» предназначена для покрытия нужд электроэнергии, такого потребителя, как горно – обогатительный комбинат «Денисовский» и вводится в эксплуатацию в связи с разработкой новой угольной шахты «Восточная Денисовская».

На подстанции «Комсомольская» устанавливаются два трансформатора ТДТНШ-16000/110-УХЛ1 с нижним напряжением 6,3 и 6,6 кВ, для отдельного электроснабжения подземных и наземных токоприемников угольных шахт.

Строительство и эксплуатация подстанции проходит в условиях резко – континентального климата Южной Якутии с длительным зимним периодом, и довольно коротким световым днем. Кроме этого, в климатической зоне Нерюнгринского района - места расположения подстанции, практически постоянно присутствует облачность, пасмурность, очень малое количество ясных дней, осадки в виде дождя и снега составляют в среднем 260 дней в году, не редко могут наблюдаться туманы, мгла, метели. Все эти составляющие предъявляют особые требования к освещенности подстанции для обеспечения безопасности проводимых работ.

### **11.1 Безопасность освещенности**

Искусственное освещение на подстанции предусматривается следующих видов: рабочее, аварийное, охранное и дежурное.

*Рабочее освещение* предусматривается для всех помещений и на открытой территории подстанции. В состав рабочего освещения входят ремонтное (переносное) и наружное освещение, а также световое ограждение сооружений. Ремонтное освещение применяют для ремонта и наладки электрооборудования во всех электротехнических помещениях, за исключением помещений со взрывоопасной средой [9]. Согласно Правил технической эксплуатации переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

Сети внутреннего и наружного освещения подстанций должны иметь питание по отдельным линиям [15]. Рекомендуется рабочее освещение помещения щита управления на подстанции с постоянным дежурным персоналом подключать к отдельному групповому щитку, запитанному по 2 категории надежности электроснабжения от разных секций ЩСН 0,4 кВ.

Внутреннее освещение подстанции (рабочее и аварийное) рекомендуется выполнять с применением светильников преимущественно на основе светодиодных ламп и энерго – экономичных разрядных источников света.

Питание сети наружного освещения также выполняется от двух разных секций ЩСН 0,4 кВ. Мощность осветительных установок наружного освещения и их расположение выполняется так, чтобы обеспечить в ночное и вечернее время суток, а также при условиях плохой видимости нормируемый уровень освещенности на открытых площадках подстанции и на рабочей плоскости электроустановок [9].

Световое оборудование наружного освещения устанавливается преимущественно на бордюрах крыш подстанционных зданий и прожекторных мачтах. Также по месту установки электрооборудования могут размещаться дополнительные источники наружного освещения.

Световое ограждение автоматически должно включаться в темное время суток, а также при плохой видимости вследствие неблагоприятных погодных условий. В качестве заградительных огней применяются огни красного цвета низкой интенсивности постоянного излучения. Сетевое ограждение подпитывается от разных секций ЩСН 0,4 кВ по 1 категории надежности электроснабжения.

*Аварийное освещение* представлено двумя направлениями:

- аварийное освещение предусматривается на случай нарушения питания рабочего освещения с подключением к источнику питания, не зависящему от источника питания рабочего освещения;

- аварийное освещение – освещение на путях эвакуации, имеющее электропитание от автономных источников, функционирующих при пожаре,

аварии и других чрезвычайных ситуациях [9]. При отключении источника питания на подстанциях аварийное освещение должно автоматически переключаться на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

В помещениях щитов управления подстанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения должны обеспечивать на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк. Эвакуационное освещение должно обеспечивать в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 лк на уровне пола. Сеть аварийного освещения не должна иметь штепсельных розеток. Присоединение к сети аварийного освещения других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению не допускается [15].

Светильники аварийного освещения маркируются для отличия их от светильников рабочего освещения знаками или окраской. Кабельные линии, а также цепи управления аварийного освещения должны быть огнестойкими и сохранять работоспособность во время пожара.

В случаях, когда нарушение в сети питания рабочего освещения не должно препятствовать работе персонала, продолжению работы оборудования: в помещениях распределительных устройств низкого и высокого напряжения, насосной станции пожаротушения, в камерах трансформаторов, реакторов, в вентиляционном помещении аккумуляторной и др. предусматривают резервное освещение. Оно должно составлять не менее 30 % от нормы освещенности для рабочего освещения.

Возможно использование резервного освещения в качестве эвакуационного, если оно соответствует требованиям, предъявляемым к эвакуационному освещению.

Эвакуационное освещение включает в себя: освещение путей эвакуации, зон повышенной опасности и эвакуационное (антипаническое) освещение больших ( $> 60 \text{ м}^2$ ) площадей. Минимальная освещенность эвакуационным освещением зон повышенной опасности должна составлять 10 % нормируемой освещенности для общего рабочего освещения, но не менее 15 лк [9].

*Охранное освещение* на подстанции предназначено для создания требуемого уровня освещенности в темное время суток, а также в условиях плохой видимости в таких контролируемых зонах, как:

- периметр подстанции;
- помещения контрольно – пропускных пунктов;
- досмотровая площадка.

Охранное освещение предусматривается по периметру подстанции, при наличии на подстанции одного или нескольких следующих факторов:

- военизированной или сторожевой охраны (применяется на ПС 500 – 750 кВ и на особо важных ПС 220 – 330 кВ);
- периметральной охранной сигнализации (применяется на ПС 500 – 750 кВ и на особо важных ПС 220 – 330 кВ);
- постоянного дежурного персонала.

*Дежурное освещение* предполагает применение части светильников рабочего освещения для нужд этого освещения. Требования к качеству дежурного освещения не нормируются [9].

Произведем расчет искусственного освещения для помещения ЗРУ 6,3-6,6 кВ ПС 110 кВ «Комсомольская»:

Норму освещенности помещений закрытого распределительного устройства принимаем согласно СП 52.13330.2016 по таблице Л.2 равной 200 лк. Для помещений трансформаторов, статических конденсаторов и аккумуляторов норма освещенности составляет 75 лк, под них в ЗРУ выделено помещение 5\*5м.

Согласно ПУЭ для проектирования освещения ЗРУ допустимо использовать люминесцентные лампы, их количество найдем рассчитав общий световой поток для внутреннего помещения.

Определим световой поток для помещения ЗРУ по формуле:

$$\Phi_p = \frac{E_n * S * z * k_z}{\eta_k},$$



(92)

где  $\Phi_r$  – результирующий световой поток, лм;

$E_n$  – норма освещенности;

$S$  – площадь помещения, м<sup>2</sup>;

$z$  – коэффициент неравномерности освещения для люминесцентных ламп, принимается равным 1,15;

$k_z$  – коэффициент запаса для люминесцентных ламп, принимается равным 1,3;

$\eta_k$  – коэффициент использования светового потока, определяется по справочным таблицам. Его значение зависит от:

- типа светильника (берем светильник, с равномерной кривой силы света, излучаемой в нижнюю полусферу);

- коэффициентов отражения стен и потолка ( $\rho_{\text{стен}} = 50\%$  и  $\rho_{\text{потолка}} = 70\%$ );

- конфигурации помещения, определяемой индексом помещения –  $i$ , где:

$$i = \frac{a \cdot b}{Hr \cdot (a + b)},$$

(93)

где  $a$  – длина помещения на плане, 24 м.

$b$  – ширина помещения на плане - 13,6 м.

$Hr$  – высота рабочей поверхности, 1,5 м.

Тогда, произведем расчет по формулам.

Для помещения КРУ:

$$i = \frac{(24-5) \cdot (13,6-5)}{1,5 \cdot (24-5+13,6-5)} = 3,95 \text{ м.}$$

Для помещения трансформаторов:

$$i = \frac{5 \cdot 5}{1,5 \cdot 5 \cdot 5} = 0,67 \text{ м.}$$

По таблице находим коэффициент использования светового потока, его

значение для КРУ равно  $91/100 = 0,91$ , для помещения трансформаторов – 0,35.

Рассчитаем общий световой поток:

$$\Phi_p = \frac{200 * 163,4 * 1,15 * 1,3}{0,91} = 53688,57 \text{ лм.}$$

$$\Phi_p = \frac{75 * 25 * 1,15 * 1,3}{0,35} = 8008,93 \text{ лм.}$$

Количество ламп определяем по формуле:

$$n = \frac{\Phi_p}{\Phi_l}, \quad (94)$$

где  $\Phi_l$  – световой поток лампы, лм.

Выбираем люминесцентную лампу мощностью 18 Вт со световым потоком 1350 лм, тогда:

$$n = \frac{53688,57}{1350} = 40 \text{ шт.,}$$

$$n = \frac{8009}{1350} = 6 \text{ шт., принимаем 8 шт., так как в помещении для}$$

трансформаторов ставим два светильника ЛВО, рассчитанного на 4 лампы.

Выбираем 12 шт. светильников люминесцентных ЛВО 4\*18.

Для аварийного освещения применим лампы накаливания: Б-230-95Вт, со световым потоком 1250 лм.

Аварийное освещение должно создавать освещенность 5 % нормируемого для рабочего освещения, тогда:

$$\Phi_{p_{ав}} = 61697,57 * 0,05 = 3084,88 \text{ лм.}$$

$$n = \frac{3084,88}{1250} = 2,47 \text{ шт., принимаем 3 шт.}$$

План расположения рабочих и аварийных светильников в ЗРУ представим на рисунке.

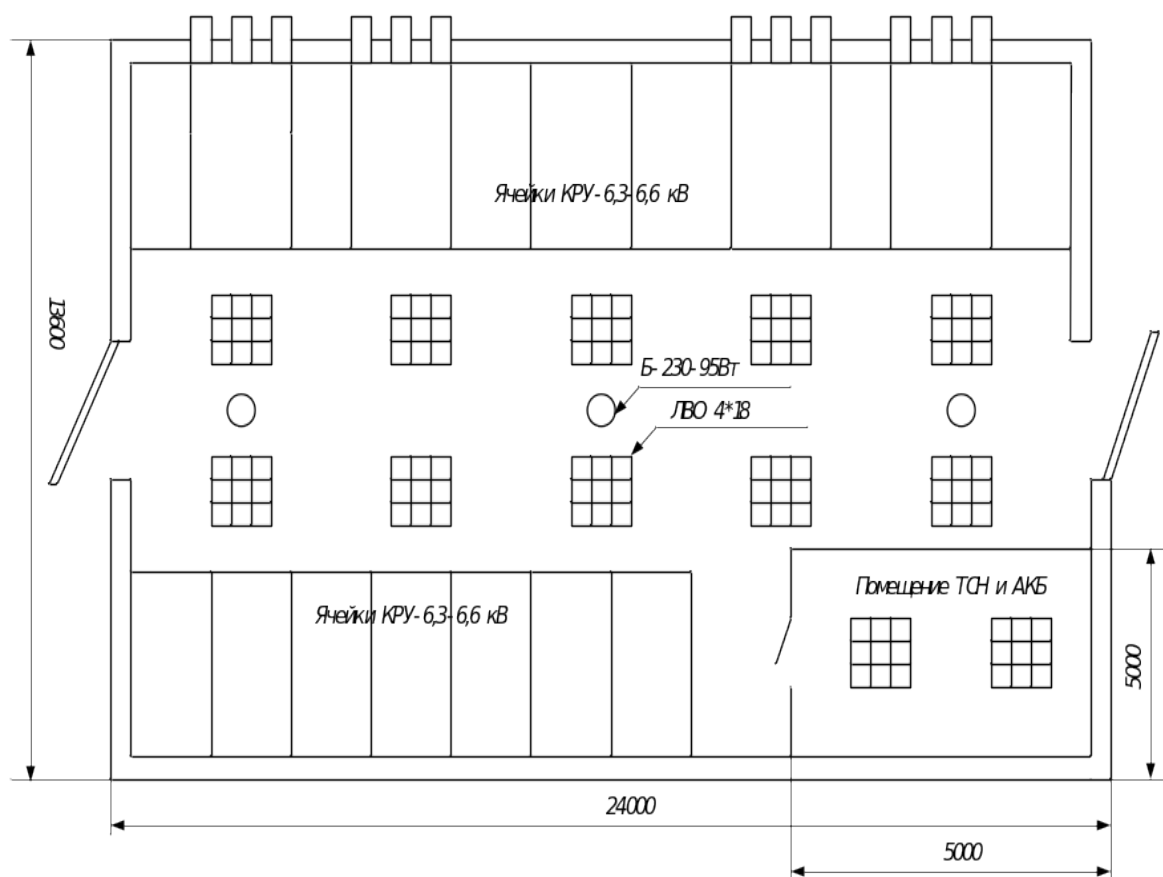


Рисунок 28 - План расположения рабочих и аварийных светильников помещения ЗРУ 6,3 – 6,6 кВ.

## 11.2 Экологичность ЗРУ

Помещение РУ, в котором установлены ячейки КРУ, а также помещения для их ремонта и технического обслуживания изолируются от других помещений и улицы, предпринимаются меры для исключения попадания животных и птиц в помещение ЗРУ, камеры КРУ. Пол в ЗРУ укладывается таким образом, чтобы исключить образование цементной пыли.

КРУ 6,3 и 6,6 кВ комплектуется экологически чистым оборудованием, таким как:

- вакуумные выключатели ВБЭ – 10 кВ, в них применяется дугогасительная вакуумная камера, работающая без использования вредных газов;

- комплектные конденсаторные установки КЭП-6,6 кВ, пленочный диэлектрик которых пропитан биоразлагаемой синтетической жидкостью и помещен в герметичный корпус;

- сухие трансформаторы собственных нужд ТСЗ-100/6/0,4 кВ, работающие без энергетического масла и не выделяющие в окружающую среду вредных соединений и имеющие защитное исполнение в виде кожуха.

В помещении ЗРУ установлены свинцово – кислотные батареи, работающие в режиме постоянного подзаряда. Помещение аккумуляторных батарей оборудовано притяжной - вытяжной вентиляцией, так как при отключении или отсутствии вентиляции в месте расположения батарей может образоваться взрывоопасная концентрация водорода. Помещение постоянно закрыто на замок и в него имеют доступ только персонал, имеющий III группу допуска.

При работе со свинцово – кислотными аккумуляторами: определению емкости аккумуляторных батарей, отбору проб, измерению плотности и температуры электролита, пайке электродов, для исключения попадания серной кислоты на кожу, используют специальную одежду: резиновые сапоги, перчатки, фартук.

Во избежание попадания свинцовых испарений в дыхательные пути, пайку или зачистку ушек электродов выполняют в респираторах с ватными фильтрами.

Концентрированная серная кислота (электролит) хранится в плотно закупоренных стеклянных бутылках, помещенных в крепкие корзины, в отдельных комнатах возле помещения аккумуляторных батарей [15].

### **11.3 Чрезвычайные ситуации.**

Здание ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции должны отвечать требованиям СП 2.13130.2020, а также Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности, утвержденному Федеральным законом №123-ФЗ от 22.07.2008 г. Здание ЗРУ сооружают из огнестойких материалов. Для ограничения распространения возникшей аварии оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах – помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений

трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания камер оборудования. Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу: один выход при длине РУ до 7 м, два выхода по концам при длине от 7 до 60 м. Двери из ЗРУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны ЗРУ. Коридор обслуживания ЗРУ должен быть не менее 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования.

На подстанциях в ОПУ или ЗРУ определяют необходимое количество и место хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара. Применение этих средств для других целей не допускается. Места хранения защитных средств для ликвидации пожара должны быть обозначены [17].

Также в здании ЗРУ согласно Своду правил СП 486.1311500.2020 от 20.07.2020 г. подлежат обязательному монтажу автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации в соответствии с проектной документацией.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По разработанному проекту можно сделать следующие выводы:

- район проектирования находится в умеренно-холодной зоне с островной вечной мерзлотой;
- подключаемая подстанция имеет питание от двух источников, которые выдают мощность через две цепи;
- расчетные нагрузки посчитаны по суммарным установленным мощностям подстанций и коэффициентам мощности нагрузки;
- выбран вариант подключения ПС «Комсомольская» по схеме 4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;
- проведен расчет режима сети по выбранному оборудованию, отклонения напряжения после его регулирования находится в пределах нормативного;
- проведен расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме и в минимальном режиме;
- сделан выбор оборудования на 110 кВ и 6 кВ;
- выбрана микропроцессорная релейная защита Алтей, чувствительность уставок в норме;
- молниезащита рассчитана на двух уровнях: высоте молниеотводов и высоте здания ЗРУ, также спроектировано заземление;
- сделан расчет безопасности освещения ЗРУ подстанции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Алтей – ОЗТ. Руководство по эксплуатации от 06.10.2022 г. // <http://i-mt.tech/resources/documents/>.

2 Ананичева, С. С., Мызин, А. Л., Шелюг, С. Н. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – Екатеринбург. Издательство ГОУ-ВПО УГТУ-УПИ, 2005 г. – 52 с.

3 Валиуллин, К. Р. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебное пособие / К. Р. Валиуллин; Оренбургский гос. ун –т. – Оренбург: ОГУ, 2019. – 98 с.

4 ГОСТ Р 55016 – 2012. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 – 150 кВ. Технические условия. Утвержден и введен в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 сентября 2012 г. № 400-ст. – Москва. Стандартиформ. 2014 г.

5 Климат республика Саха (Якутия) // <https://nbcrs.org/regions/respublika-sakha-yakutiya/klimat>.

6 Кокин, Е. С. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. - 100 с.

7 Коновалова Л. Л., Рожкова Л. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 528 с.

8 Кузьмин, И. Л., Иванов, И. Ю., Писковацкий, Ю. В., Д. Ф. Губаев. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электрических машин: учеб. Пособие / И. Л. Кузьмин, И. Ю. Иванов, Ю. В. Писковацкий и др. –

Казань: КГЭУ, 2021. – 125 с.

9 Лютаревич А. Г., Басмановский М. А., Сержанский В. П., Жиленко Е. П. Исследование молниезащиты открытых распределительных устройств // Омский научный вестник №6, 2018 г., 61- 66 с.

10 Материал из Википедии. Нерюнгринская ГРЭС // <https://ru.wikipedia.org/wiki/>.

11 Материалы с сайта угледобывающей компании «Колмар» // Электронный ресурс // <http://www.kolmar.ru/activity/production/location/>.

12 Неклепаев, Б. Н. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

13 Пилипенко, В. Т. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: методические указания / В. Т. Пилипенко; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2015. – 40 с.

14 Правила устройства электроустановок. Издание 7. Утверждено Министерством энергетики Российской Федерации, приказ от 8 июля 2002 г. № 204. // <https://etp-perm.ru/el/pue/>.

15 Правила технической эксплуатации станций и сетей Российской Федерации / Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 // <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=438327>.

16 РАО «ЕЭС России» Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110 – 750 кВ. Утверждено: Департаментом стратегии развития и научно – технической политики РАО «ЕЭС России» 30.09.99 г.

17 Рожкова, Л. Д., Козулин, В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 2-е изд, перераб. – М.: Энергия, 1980. – 600 с.



18 Савина, Н. В. Практикум по электрическим сетям: учебное пособие / Н. В. Савина, Ю. В. Мясоедов, В. Ю. Маркитан. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 254 с.

19 Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети: методические указания к курсовому проектированию / Н. В. Савина. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2013. – 59 с.

20 Схема и программа развития электроэнергетики республики Саха (Якутия) на 2021 – 2025 гг. // Утверждена указом главы республики Саха (Якутия) от 29.04.2021 г. № 1840.

21 Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов / А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. Ф. Наяшкова и др.; Под ред. А. А. Васильева. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

22 Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах: Методические указания к курсовому проектированию / Сост.: Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 114 с.

23 Черепинский А. А. Электрическое освещение подстанций 35- 750 кВ. проектирование, нормы, документы. // Новости электротехники № 2, 2017 г., 1 – 9 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет режима после подключения ПС Комсомольская

Таблица 1- Справочные данные погонных сопротивлений и проводимости.

Наименование провода	Погонное активное сопротивление $r_0$ , Ом/км	Погонное индуктивное сопротивление $x_0$ , Ом/км	Погонная емкостная проводимость $b_0$ , См/км
АС – 120/19	0,249	0,427	$2,66 \cdot 10^{-6}$
АС-185/29	0,162	0,413	$2,75 \cdot 10^{-6}$

1) Полные сопротивления участков цепи равны:

$$Z_{01} = 0.498 + j0.854 \text{ Ом}$$

$$Z_{12} = 0.623 + j1.068 \text{ Ом}$$

$$Z_{23} = 1.458 + j3.717 \text{ Ом}$$

$$Z_{34} = 0.729 + j1.858 \text{ Ом}$$

2) Находим зарядные мощности:

$$Q = 1/2 \cdot U^2 \cdot b_0 \cdot l.$$

$$Q_{01} = 0,129 \text{ Мвар}$$

$$Q_{12} = 0,161 \text{ Мвар}$$

$$Q_{23} = 0,599 \text{ Мвар}$$

$$Q_{34} = 0,299 \text{ Мвар}$$

3) Трансформатор узла 1.

Определяем расчетную мощность трансформатора:

Трехобмоточный трансформатор ТДТНШ-16000/110/6,3/6,6.

- Сопротивление трансформатора:

$$R_T = \Delta P_K \cdot U_{BH}^2 / S_{TH}^2,$$

$$R_T = 0,100 \cdot 115^2 / 16^2 = 5,166 \text{ Ом}$$

Сопротивление любой из обмоток трансформатора:

$$R_{\text{тобм}} = R_T * 0,5$$

$$R_{\text{тобм}} = 5,166 * 0,5 = 2,583$$

### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Найдем напряжение короткого замыкания лучей трансформатора:

$$U_{\text{кв}} = 0,5(U_{\text{к в-н}} + U_{\text{к в-с}} - U_{\text{к с-н}}) = 0,5(17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$U_{\text{кс}} = 0,5(U_{\text{к в-с}} + U_{\text{к с-н}} - U_{\text{к в-н}}) = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = 0\%$$

$$U_{\text{кн}} = 0,5(U_{\text{к в-н}} + U_{\text{к с-н}} - U_{\text{к в-с}}) = 0,5(17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%.$$

Определим индуктивное сопротивление лучей трансформатора:

$$X_T = u_{\text{к}}, \% * U_{\text{вн}}^2 / 100 * S_{\text{тн}}$$

$$X_{\text{тв}} = 10,75 * 115^2 / 100 * 16 = 88,86 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тс}} = 0$$

$$X_{\text{тн}} = 6,75 * 115^2 / 100 * 16 = 55,79 \text{ Ом}$$

Определяем параметры схемы замещения трансформатора:

- Мощность холостого хода:

$$\Delta S_x = p * (\Delta P_x + j \Delta Q_x); \quad \Delta Q_x = I_x, \% * S_{\text{н}} / 100$$

$$\Delta Q_x = 1 * 16 / 100 = 0,16 \text{ Мвар}$$

$$\Delta S_x = 2(0,023 + j0,16) = 0,046 + j0,32 \text{ МВА}$$

Находим потери мощности в трехобмоточном трансформаторе:

$$\Delta S_{\text{тн1}} = \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{н}}^2} * 0,5 * Z_{\text{тн}} = \frac{7,5^2 + 5,25^2}{110^2} * 0,5 * (2,583 + j55,8) = 0,009 + j0,19 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{тс1}} = \frac{P_{\text{с}}^2 + Q_{\text{с}}^2}{U_{\text{н}}^2} * 0,5 * Z_{\text{тс}} = \frac{7,5^2 + 5,25^2}{110^2} * 0,5 * (2,583 + j0) = 0,009 \text{ МВА}$$

Тогда мощность обмотки высокого напряжения равна:

$$S_{\text{вн1}} = 2 * (P_{\text{н}}/2 + Q_{\text{н}}/2 + \Delta S_{\text{тн}}) + P_{\text{с}} + Q_{\text{с}} + \Delta S_{\text{тс}} =$$

$$= 2 * (7,5/2 + j5,25/2 + 0,009 + j0,19) + 7,5 + j5,25 + 0,009 = 15,027 + j10,88.$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трехобмоточном трансформаторе:

$$\Delta P_{\text{т1}} = \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{н}}^2} * R_{\text{тн}} + \frac{P_{\text{с}}^2 + Q_{\text{с}}^2}{U_{\text{н}}^2} * R_{\text{тс}} + \frac{P_{\text{в}}^2 + Q_{\text{в}}^2}{U_{\text{н}}^2} * R_{\text{тв}} + 2 * \Delta P_x =$$

$$= \frac{7.5^2+5.25^2}{110^2} * 2.583 + \frac{7.5^2+5.25^2}{110^2} * 2.583 + \frac{15.027^2+10.88^2}{110^2} * 2.583 + 2 * 0.023 = 0,155 \text{ МВт.}$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{P_H^2+Q_H^2}{U_H^2} * X_{TH} + \frac{P_C^2+Q_C^2}{U_H^2} * X_{TC} + \frac{P_B^2+Q_B^2}{U_H^2} * X_{TB} + 2 * \Delta Q_X =$$

#### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$= \frac{7.5^2+5.25^2}{110^2} * 55.8 + \frac{7.5^2+5.25^2}{110^2} * 0 + \frac{15.027^2+10.88^2}{110^2} * 88.86 + 2 * 0.16 =$$

$$= 3,234 \text{ Мвар.}$$

Приведенная нагрузка трехобмоточного трансформатора 1:

$$Sp1 = P_H + P_C + \Delta P_T + j(Q_H + Q_C + \Delta Q_T) =$$

$$= 7,5 + 7,5 + 0,155 + j(5,25 + 5,25 + 3,234) = 15,155 + j13,734 \text{ МВА.}$$

4) Трансформатор узла 2.

Трехобмоточный трансформатор ТДТНШ-16000/110/6,3/6,6.

Находим потери мощности в трехобмоточном трансформаторе:

$$\Delta S_{TH2} = \frac{P_H^2+Q_H^2}{U_H^2} * 0,5 * Z_{TH} = \frac{6,75^2+4,73^2}{110^2} * 0,5 * (2,583 + j55,8) = 0,007 + j0,157 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{TC2} = \frac{P_C^2+Q_C^2}{U_H^2} * 0,5 * Z_{TC} = \frac{6,75^2+4,73^2}{110^2} * 0,5 * (2,583 + j0) = 0,007 \text{ МВА}$$

Тогда мощность обмотки высокого напряжения равна:

$$S_{BH2} = 2 * (P_H/2 + Q_H/2 + \Delta S_{TH}) + P_C + Q_C + \Delta S_{TC} =$$

$$= 2 * (6,75/2 + j4,73/2 + 0,007 + j0,157) + 6,75 + j4,73 + 0,007 = 13,521 + j9,774.$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в трехобмоточном трансформаторе:

$$\Delta P_{T2} = \frac{P_H^2+Q_H^2}{U_H^2} * R_{TH} + \frac{P_C^2+Q_C^2}{U_H^2} * R_{TC} + \frac{P_B^2+Q_B^2}{U_H^2} * R_{TB} + 2 * \Delta P_X =$$

$$= \frac{6,75^2+4,73^2}{110^2} * 2.583 + \frac{6,75^2+4,73^2}{110^2} * 2.583 + \frac{13.521^2+9.774^2}{110^2} * 2.583 + 2 * 0.023 = 0,135 \text{ МВт.}$$

$$\Delta Q_{T2} = \frac{P_H^2+Q_H^2}{U_H^2} * X_{TH} + \frac{P_C^2+Q_C^2}{U_H^2} * X_{TC} + \frac{P_B^2+Q_B^2}{U_H^2} * X_{TB} + 2 * \Delta Q_X =$$

$$= \frac{6,75^2+4,73^2}{110^2} * 55.8 + \frac{6,75^2+4,73^2}{110^2} * 0 + \frac{13.521^2+9.774^2}{110^2} * 88.86 + 2 * 0.16 = 2,677 \text{ Мвар.}$$

Приведенная нагрузка трехобмоточного трансформатора 2:

$$S_{p2} = P_H + P_C + \Delta P_T + j(Q_H + Q_C + \Delta Q_T) =$$

$$= 6,75 + 6,75 + 0,135 + j(4,73 + 4,73 + 2,677) = 13,635 + j12,137 \text{ МВА.}$$

5) Трансформатор узла 3.

Двухобмоточный трансформатор ТДН-10000/110/6.

Определяем параметры схемы замещения трансформатора:

#### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

- Мощность холостого хода:

$$\Delta Q_X = 0,7 * 10 / 100 = 0,07$$

$$\Delta S_X = 2 * (0,014 + j0,07) = 0,028 + j0,14$$

- Сопротивление трансформатора:

$$R_T = 0,06 * 115^2 / 10^2 = 7,935 \text{ Ом}$$

$$X_T = 10,5 * 115^2 / 100 * 10 = 138,86 \text{ Ом}$$

Находим потери мощности в трансформаторе.

$$\Delta P_{Tr3} = (9,33^2 / 2 + 6,53^2 / 2) / 110^2 * 7,935 + 0,014 = 0,056 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{Tr3} = (9,33^2 + 6,53^2) / 110^2 * 138,86 + 0,07 = 0,814 \text{ Мвар}$$

Рассчитаем приведенную нагрузку узла 3.

$$S_p = P_H + \Delta P_T + j(Q_H + \Delta Q_T)$$

$$S_{p3} = 9,33 + 0,056 + j(6,53 + 0,814) = 9,386 + j7,344 \text{ МВА}$$

Расчетные нагрузки узлов:

$$S_{1r} = S_{p1} - j*(Q_{01} + Q_{12}) = 15,155 + j13,734 - j*(0,129 + 0,161) = 15,155 + j13,444$$

$$S_{2r} = S_{p2} - j*(Q_{12} + Q_{23}) = 13,635 + j12,137 - j*(0,76) = 13,635 + j11,377$$

$$S_{3r} = S_{p3} - j*(Q_{23} + Q_{34}) = 9,386 + j7,344 - j*(0,898) = 9,386 + j6,446$$

Находим потоки мощности на головных участках при равенстве напряжения ИП:

$$S_{01} = (S_{1r} * (Z_{23} + Z_{12} + Z_{34}) + S_{2r} * (Z_{34} + Z_{23}) + S_{3r} * Z_{34}) / (Z_{34} + Z_{23} + Z_{12} + Z_{01}) =$$

$$((15,155 + j13,444) * (2,81 + j6,643) + (13,635 + j11,377) * (2,187 + j5,575) + (9,386 + j6,446) * (0,729 + j1,858)) / (3,308 + j7,497) = 24,985 + j22,424 \text{ МВА.}$$

$$S_0^3 = (S_{3r} * (Z_{23} + Z_{12} + Z_{01}) + S_{2r} * (Z_{12} + Z_{01}) + S_{1r} * (Z_{01})) / (Z_{34} + Z_{23} + Z_{12} + Z_{01}) =$$

$$((9,386 + j6,446) * (2,579 + j5,639) + (13,635 + j11,377) * (1,121 + j1,922) + (15,155 + j13,444) * (0,498 + j0,854)) / (3,308 + j7,497) = 13,192 + j8,844 \text{ МВА.}$$

Находим напряжение на первом участке питания:

#### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$U_1 = 121 * e^{j12} = 118 + j25$$

Определим уравнительную мощность:

$$S_{ур} = S_0^3 - U_1 = 13,192 + j8,844 - 118 - j25 = -104,808 - j16,156 \text{ МВА.}$$

Находим напряжение второго источника питания

$$U_2 = 1/110 * \left( \frac{U_1 * 110}{Z_0} - S_{ур} \right) * Z_0 =$$

$$= 1/100 * \left( \frac{(118 + j25) * 110}{3,308 + j7,497} + 104,808 + j16,156 \right) * (3,308 + j7,497) =$$

$$1/100 * \left( \frac{12980 + j2750}{3,308 + j7,497} + 104,808 + j16,156 \right) * (3,308 + j7,497) =$$

$$= 132,056 + j35,892$$

$$[U_2] = 136,846 \text{ кВ.}$$

Находим фактические мощности на головных участках:

$$S_{f01} = 24,985 + j22,424 + 104,808 + j16,156 = 129,793 + j38,58 \text{ МВА}$$

$$S_{f0^3} = 13,192 + j8,844 - 104,808 - j16,156 = -91,616 - j7,312 \text{ МВА}$$

Находим точки потококораздела:

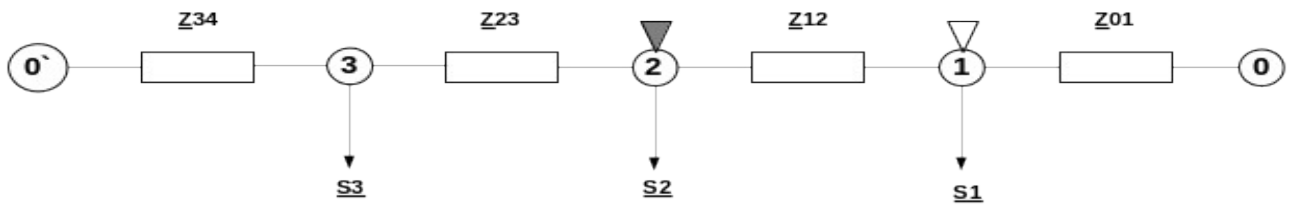
$$S_{12} = S_{f01} - S_1 = 129,793 + j38,58 - 15,155 - j13,444 = +114,638 + j25,136$$

$$S_{23} = S_{12} - S_2 = 114,638 + j25,136 - 13,635 - j11,377 = +101,003 + j13,759$$

$$S_{32} = S_{f0^3} - S_3 = -91,616 - j7,312 - 9,386 - j6,446 = -101,002 - j13,758$$

$$S_{21} = S_{32} - S_2 = -101,002 - j13,758 - 13,635 - j11,377 = -114,637 - j25,135$$

Точка потокораздела для активной мощности - узел 1, для реактивной мощности – узел -2



### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Разрезаем сеть по точке потокораздела:

Потери мощности на участке 1-2

$$\Delta P_{12} = \frac{P^2 + Q^2}{110^2} * R_{12} = 0.709 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{P^2 + Q^2}{110^2} * X_{12} = j1,216 \text{ Мвар}$$

Нагрузки конечных узлов разомкнутых сетей: 0-1 и 0`-3-2

$$S_{01} = 129.793 + j38.58$$

$$S_{32} = -101,002 - j13.758$$

$$S_{1'} = 129.793 + j38.58 + 0.709 = 130.502 + j38.58 \text{ МВА}$$

$$S_{2'} = -101,002 - j13.758 + j1,216 = -101,002 - j12,542 \text{ МВА}$$

Рассчитаем две разомкнутые цепи:

Найдем потоки мощности сети 0-1

$$S_{1'} = 130.502 + j38.58 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{01} = \frac{S_{01k}^2 + Q_{01k}^2}{110^2} * Z_{01} = 0.762 + j1.3071$$

$$S_{01n} = S_{1'} + \Delta S_{01} = 131.264 + j39.887$$

Найдем потоки мощности сети 0`-3-2

$$\Delta S_{32} = \frac{P^2 + Q^2}{110^2} * Z_{32} = 1.248 + j3.182$$

$$S_{32n} = S_{2'} + \Delta S_{32} = -99,754 - j9,36$$

$$S_{0'3k} = S_{32n} + S_3 = -90.368 - j2.914$$

$$\Delta S_{0'3} = \frac{P_{0'3k}^2 + Q_{0'3k}^2}{110^2} * Z_{34} = 0.493 + j1.255$$

$$S0^3n = S0^3k + \Delta S0^3 = -89.875 - j1.659$$

Рассчитываем напряжения в узлах схемы по известным напряжениям источников питания:

$$S01n = 131.264 + j39.887$$

$$S32n = -99,754 - j9,36$$

#### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$S0^3n = -89.875 - j1.659$$

$$U0 = 121 \text{ кВ}$$

$$U1 = U0 - \left( -\frac{P01n * R01 + Q01n * X01}{U0} + j \frac{P01n * X01 - Q01n * R01}{U0} \right) = 120,178 + j0.762$$

$$|U1| = 120.181 \text{ кВ}$$

Рассчитываем падения напряжения в обмотках трехобмоточных трансформаторов:

$$\Delta U_{ТВ} = \left( -\frac{P10n * R_{тв} + Q10n * X_{тв}}{U1} + j \frac{P10n * X_{тв} - Q10n * R_{тв}}{U1} \right) = 32,313 + j96,197$$

$$U4 = U1 - \Delta U_{ТВ} = 87,865 - j95.435 \text{ кВ}$$

$$|U4| = 129.723 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ТС} = \left( -\frac{P01n * R_{тс} + Q01n * X_{тс}}{U4} + j \frac{P01n * X_{тс} - Q01n * R_{тс}}{U4} \right) = 2,614 - j0.794 \text{ кВ}$$

Напряжение средней стороны, приведенное к высшей стороне.

$$U_{снвн} = U4 - \Delta U_{ТС} = 85,251 - j96.229$$

$$|U_{снвн}| = 128,560 \text{ кВ}$$

Напряжение низкой стороны, приведенное к высшей стороне.

$$\Delta U_{ТН} = \left( -\frac{P01n * R_{тн} + Q1n * X_{тн}}{U4} + j \frac{P01n * X_{тн} - Q01n * R_{тн}}{U4} \right) = 19.768 + j55.659$$

$$U_{ннвн} = U4 - \Delta U_{ТН} = 68,097 - j151.094$$

$$|U_{ннвн}| = 165,730 \text{ кВ}$$



$$K_{ВН} = 115/6,6 = 17,424$$

Действительное напряжение на стороне НН:

$$|U_{НН}| = 9,51 \text{ кВ}$$

Определим номера ответвлений РПН:

РПН в нейтрали ВН  $\pm 16\%$ ;  $\pm 9$  ступеней.

#### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$K_{ВНжел} = |U_{ННВН}|/6,6 = 165,730/6,6 = 25,111$$

Определяем желаемый номер отпайки РПН:

$$n = (19.313/17.424 - 1)/0.16 = +2,76 = +3$$

Тогда

$$|U_{Ннф}| = 165,730/17,424 * (1 + 3 * 0,16) = 6,42 \text{ кВ.}$$

$$|U_{СНВН}| = 128,560 \text{ кВ}$$

$$K_{ВС} = 115/6,3 = 18,254$$

Действительное напряжение на стороне СН:

$$|U_{СН}| = 7,043 \text{ кВ}$$

Определим номера ответвлений РПН:

РПН в нейтрали ВН  $\pm 14,24\%$   $\pm 8$  ступеней.

$$K_{ВНжел} = |U_{СНВН}|/6,3 = 128,560 / 6,3 = 20,406$$

Определяем желаемый номер отпайки РПН:

$$n = (20,406/18,254 - 1)/0.1424 = +0,83 = +1$$

Тогда

$$|U_{Снф}| = 128,560 / 18,254 * (1 + 1 * 0,1424) = 6,17 \text{ кВ.}$$

Рассчитываем напряжения в узле 2 сети 110 кВ.

$$U_2 = U_{Снф} - \left( \frac{P_{32n} * R_{12} + Q_{32n} * X_{23}}{\dot{U}_{Снф} \sqrt{\dot{\dot{U}}}} + j \frac{P_{32n} * X_{12} - Q_{32n} * R_{23}}{\dot{U}_{Снф} \sqrt{\dot{\dot{U}}}} \right) =$$

$$= 111,027 + j3.413 \text{ кВ}$$

$$|U_2| = 111,079 \text{ кВ}$$

Рассчитываем падения напряжения в обмотках трехобмоточных трансформаторов:

$$\Delta U_{ТВ} = \left( -\frac{P_{23n} * R_{тв} + Q_{23n} * X_{тв}}{U_2} + j \frac{P_{23n} * X_{тв} - Q_{23n} * R_{тв}}{U_2} \right) =$$

$$= -9,807 - j79,583$$

#### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$U_5 = U_2 - \Delta U_{ТВ} = 120,834 + j82,996 \text{ кВ}$$

$$|U_5| = 146,591 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{ТС} = \left( -\frac{P_{23n} * R_{тс} + Q_{23n} * X_{тс}}{U_5} + j \frac{P_{23n} * X_{тс} - Q_{23n} * R_{тс}}{U_5} \right) =$$

$$-1,758 + j0,165 \text{ кВ}$$

Напряжение средней стороны, приведенное к высшей стороне.

$$U_{снвн} = U_5 - \Delta U_{ТС} = 122,592 - j9,525 \text{ кВ}$$

$$|U_{снвн}| = 122,961 \text{ кВ.}$$

Напряжение низкой стороны, приведенное к высшей стороне.

$$\Delta U_{ТН} = \left( -\frac{P_{23n} * R_{тн} + Q_{23n} * X_{тн}}{U_5} + j \frac{P_{23n} * X_{тн} - Q_{23n} * R_{тн}}{U_5} \right) =$$

$$= -5,32 - j0,215$$

$$U_{ннвн} = U_5 - \Delta U_{ТН} = 126,154 + j83,211 \text{ кВ.}$$

$$|U_{ннвн}| = 151,125 \text{ кВ}$$

$$K_{вс} = 115 / 6,3 = 18,254$$

Действительное напряжение на стороне СН:

$$|U_{СН}| = 6,74 \text{ кВ}$$

$$K_{снжел} = |U_{ннсн}| / 6,3 = 19,518$$

$$K_{вн} = 115 / 6,6 = 17,424$$

Действительное напряжение на стороне НН:

$$|U_{НН}| = 8,673 \text{ кВ}$$

$$K_{внжел} = |U_{ннвн}|/6,6=22,898$$

Определяем желаемый номер отпайки РПН:

$$n = (22,898/17,424-1)/0,16 = 1,96 = +2$$

Тогда

### ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$|U_{ннф}| = 151,125 / 17,424 * (1 + 2 * 0,16) = 6,78 \text{ кВ.}$$

Рассчитываем напряжение в узле 3 сети 110 кВ.

$$U_3 = U_{снф} - \left( \frac{P_{03n} * R_{34} + Q_{03n} * X_{34}}{\sqrt{U_{снф}}} + j \frac{P_{03n} * X_{34} - Q_{03n} * R_{34}}{\sqrt{U_{снф}}} \right) =$$
$$= 123,15 - j8,177 \text{ кВ.}$$

$$|U_3| = 123,42 \text{ кВ.}$$

Выбор отпайки РПН двухобмоточного трансформатора в узле 3.

$$S_{3pr} = \frac{S_{pr3} - 2 * S_{xx}}{2} = \frac{9,386 + j7,344 - 0,028 - j0,14}{2} = 4,679 + j3,602$$

$$U_{ннвн3} = U_3 - \left( \frac{P_{3pr} * R_{t3} + Q_{3pr} * X_{t3}}{\sqrt{U_3}} + j \frac{P_{3pr} * X_{t3} - Q_{3pr} * R_{t3}}{\sqrt{U_3}} \right) =$$
$$= 123,15 - j8,177 - \left( \frac{4,679 * 7,935 + 3,602 * 138,86}{\sqrt{123,42}} + j \frac{4,679 * 138,86 - 3,602 * 7,935}{\sqrt{123,42}} \right) =$$
$$= 118,797 - j13,210 \text{ кВ.}$$

$$|U_{ннвн3}| = 119,529 \text{ кВ.}$$

Определяем действительное напряжение на шинах НН трансформатора:

$$[U_{вн}] = 119,529/17,424 = 6,86 \text{ кВ.}$$

$$K_{вн} = 115/6,6=17,424$$

Находим желаемый коэффициент трансформации:

$$K_{внжел} = 119,529/6,6=18,110$$

Определяем желаемый номер отпайки РПН:

$$n = (18,110/17,424-1)/0,0178 = 2,22 = +2$$

$$U_{\text{BHF}} = 119.529/17,424 * (1 + 2 * 0,0178) = 6,62 \text{ kB.}$$