

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
(код и наименование направления подготовки)  
Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ПС 110/10 предприятия по  
выпуску пластмассовых изделий»

Студент

А.И. Шевцов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Ю.В. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

Тольятти 2019

## АННОТАЦИЯ

Объектом исследования является электрическая подстанция для передачи и распределения электрической энергии.

Цель работы – выбор нового современного оборудования РУ-10 кВ понизительной подстанции 110/10 кВ взамен старого, пришедшего к моральному и физическому износу, проведение проверочного расчета по выбору оборудования.

В процессе выполнения проекта проведены анализ действующего оборудования на остаточный ресурс и проверочный расчет режимов работы оборудования РУ-10 кВ. Для выбора оборудования произведен расчет токов короткого замыкания. Выбрано новое современное силовое оборудование РУ-10 кВ, выполнена проверка по допустимым параметрам. Отдельный раздел посвящен вопросам безопасности труда и экологичности.

ВКР состоит из 66 с., 16 рис., 27 табл., 35 источников.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1. Обоснование проектирования электрической части РУ-10 кВ .....	6
1.1 Анализ действующей схемы .....	6
1.2 Анализ электрооборудования РУ-10 кВ на остаточный ресурс.....	11
2. Проектирование реконструкции электрической части РУ-10 кВ .....	14
2.1 Анализ нагрузок потребителей.....	14
2.2 Расчет токов короткого замыкания .....	15
2.3 Выбор и проверка основного электрооборудования и токоведущих частей.....	24
2.4 Расчет системы освещения.....	38
2.5 Выбор устройств релейной защиты и автоматики .....	43
2.6 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	50
2.7 Выбор типа комплектных распределительных устройств(КРУ) .....	51
3. Обеспечение безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала.....	53
3.1 Выбор системы нейтрали в низковольтной сети .....	53
3.2 Обеспечение электробезопасности с помощью УЗО .....	55
3.3 Система выравнивания потенциалов .....	56
3.4 Расчёт контура заземления.....	58
3.5 Молниезащита .....	60
3.6 Мероприятия по обеспечению безопасности труда и экологичности.....	62
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	65

## ВВЕДЕНИЕ

Основное оборудование РУ подстанции служит для преобразования, передачи и распределения электроэнергии, вспомогательное для выполнения вспомогательных функций (измерение, сигнализация, управление, защита и автоматика и т.д.). Коммутационное оборудование должно надежно работать при любых режимах. Поэтому необходимо своевременно производить ремонт и, если необходимо, то замену износившегося оборудования, для того чтобы избежать отказов оборудования в нормальных и аварийных режимах.

Промышленность выпускает современные электрические аппараты с большим коммутационным и техническим ресурсом, высокой надежностью в работе, низкой трудоемкостью проведения ремонтных работ и большим межремонтным циклом, имеет меньшие габаритные размеры, соответствует природоохранным и противопожарным требованиям.

Актуальность темы заключается в том, что электроустановки современных подстанций, представляющие собой сложные системы, предъявляют постепенно повышающиеся требования к надежности электроснабжения, и должны отвечать требованиям наименьших затрат на их сооружение, удобство эксплуатации. Особенно актуальными являются вопросы надежности и безопасности. В данной работе наглядно показан пример расчета проекта реконструкции электрической части РУ-10 кВ понизительной подстанции 110/10 кВ Винтай-2.

Цель работы заключается в расчете и выборе оборудования электрической части РУ-10 кВ с учетом современных требований электробезопасности и энергоэффективности.

Задачи:

- 1) Систематизировать и проанализировать характеристики проектируемого объекта;
- 2) Определить максимальные нагрузки и выбрать трансформаторы собственных нужд;

- 3) Произвести расчет токов короткого замыкания;
- 4) Выбрать и проверить электрооборудование РУ;
- 5) Рассчитать систему освещения РУ;
- 6) Выбрать устройства релейной защиты и автоматики;
- 7) Разработать мероприятия по обеспечению безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала;
- 8) Произвести расчет заземления и молниезащиты.

Область применения разрабатываемой проблемы – модернизация действующих станций и подстанций и проверка их действующего оборудования.

Научная новизна работы заключается в новом проекте электрической части РУ-10 кВ с учетом современных требований электробезопасности и энергоэффективности.

Техническая и практическая значимость работы заключается в том, что согласно данному проекту возможно провести реальную модернизацию РУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ Винтай-2. Замена изношенного и устаревшего оборудования приведет к снижению риска аварийности и амортизационных расходов.

Технико-экономическая целесообразность работы обусловлена тем, что после осуществления реконструкции снизится аварийность, производственный травматизм, недоотпуск электроэнергии и связанные с вышеперечисленным экономические убытки и издержки.

Теоретическая и методологическая основа работы заключается в анализе современной литературы, методик проектирования и расчета электрических схем РУ подстанций.

## **1 Обоснование проектирования электрической части РУ-10 кВ**

### **1.1 Анализ действующей схемы**

В данной работе рассматривается реконструкция электрической части ПС 110/10 кВ Винтай-2. Данная подстанция введена в эксплуатацию в 1976 году. На подстанции установлены два трансформатора силовые трехфазные двухобмоточные Т1 и Т2 марки ТДН –16000/110.

Действующая схема ОРУ-110 кВ – «110-5Н, мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Действующее оборудование ОРУ-110 кВ установлено в 2013 году. Установлены элегазовые выключатели ЛТВ-145-D1/В, разъединители SGF-123п, трансформаторы тока ТФМ-110/150, трансформаторы напряжения НАМИ-110, ограничители перенапряжения ОПН-110, предохранители ПСН-110. Данное оборудование имеет малую степень износа, таким образом ОРУ-110 кВ не нуждается в реконструкции.

Действующая схема РУ-10 кВ – «секционированная выключателем система шин». Основным потребителем электроэнергии РУ-10 кВ является АО "АД Пластик". Также имеются фидера с отходящими линиями на РУ-10 кВ ЦРП, РУ-10 кВ КТП-11 Ц.60, РУ-10 кВ б/о "Стрежень", РУ-10 кВ ТП-АИК; также имеется два резервных фидера(по одному на каждой шине 10 кВ). От каждой шины 10 кВ запитано по одному трансформатору собственных нужд. Потребителями второй категории надежности электроснабжения являются АО "АД Пластик" и РУ-10 кВ б/о "Стрежень"; к ним отходит по две питающих линии на каждый потребитель 10 кВ. Остальные потребители относятся к третьей категории; к ним отходит по одной питающей линии.

Анализ состояния элементов действующей схемы РУ-10 кВ.

РУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ Винтай-2 состоит из основного оборудования выпуска семидесятых годов.

Питание 1 секции шин 10 кВ РУ осуществляется от трансформатора Т1. В цепи линий установлены аппараты, необходимые для эксплуатационных включений и отключений линий, для их отключений при чрезмерных перегрузках и коротких замыканиях, а также для отсоединения аппаратов линий от сборных шин или от сети при их ремонтах.

Силовые выключатели предназначены для отключения рабочих токов и токов короткого замыкания [7]. На стороне 10 кВ установлены выключатели: ВМПЭ – 10/1600(шинные и секционный) и ВМП – 10/630(фидерные). Характеристики выключателей представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Технические характеристики выключателей ВМП – 10

Технические характеристики	ВМПЭ – 10 /1600	ВМП – 10/630
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12	12
Номинальный ток, А	1600	630
Номинальный ток отключения, кА	20,000	20,000
Сквозной ток КЗ, кА:		
– наибольший пик	52,000	52,000
– действующее значение периодической составляющей, кА	20,000	20,000
Время отключения полное, с	0,2	0,2
Время отключения собственное, с	0,12	0,12
Время включения полное, с	0,2	0,2
Коммутационный ресурс	10000	10000
Механический ресурс, число циклов включений – отключений	25000	25000
Удельная отключающая способность, кА	62,000	62,000
Масса, кг	320	225
Срок службы до списания, лет	25	25

Разъединители применяются для снятия напряжения с цепи при отключенной нагрузке [7]. На стороне 10 кВ установлены разъединители РВ-10-1600.

Таблица 1.2 – Технические характеристики разъединителей РВ–10

Технические характеристики	РВ-10-1600
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1600
Ток термической стойкости, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Допустимая механическая нагрузка на выводы, Н	800
Механический ресурс	10000
Масса полюса, кг	220
Срок службы до списания, лет	25

Трансформаторы тока относятся к измерительным трансформаторам и предназначены для расширения предела измерения измерительных приборов, а в высоковольтных цепях, кроме того, для изолирования приборов и реле от высокого напряжения [7].

На стороне 10 кВ установлены трансформаторы тока ТПОЛ-10/1500 (на вводах Т1,Т2); ТПЛ-10/50..400 (на фидерах).

Таблица 1.3 – Технические характеристики трансформаторов тока ТПОЛ-10; ТПЛ-10

Технические характеристики	ТПОЛ-10	ТПЛ-10
Номинальное напряжение, кВ	10	10
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	27	25
Кратность тока электродинамической стойкости, А	66,7	55
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5
Масса, кг	20,0	18,0

Трансформаторы напряжения являются масштабными преобразователями и предназначены для питания напряжением 100 В электроизмерительных приборов, цепей защиты автоматики и сигнализации в сетях переменного тока частотой 50 и 60 Гц [8]. В цепях защитных устройств применяют трансформаторы напряжения с дополнительной вторичной обмоткой. Трансформаторы напряжения изолируют цепи напряжением до 1000 В от цепей напряжением выше 1000 В. Трансформаторы напряжения предназначены для работы в сетях с изолированной или заземленной нейтралью. Отдельные типы трансформаторов могут работать в сетях с любым режимом заземления нейтрали. На стороне 10 кВ установлены трансформаторы тока ЗНОЛ-10 (на шинах).

Таблица 1.4 – Технические характеристики трансформаторов напряжения ЗНОЛ–10

Технические характеристики	ЗНОЛ-6
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальная мощность основной вторичной обмотки №1, ВА	15
Предельная мощность основной вторичной обмотки №1, ВА	250
Масса, кг	26,5
Срок службы до списания, лет	30,0

Разрядники предназначены для защиты электрического оборудования от внешних и внутренних перенапряжений [8]. На стороне 10 кВ установлены разрядники РВО-10 (на шинах).

Таблица 1.5 – Технические характеристики разрядников РВО–10

Технические характеристики	РВО-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Импульсное пробивное напряжение при предразрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ, не более	32

Продолжение таблицы 1.5

Ток утечки, мкА	6
Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	18
Масса, кг	2,2
Полный срок службы, лет	25

Токоведущие части электроустановок крепят и изолируют друг от друга и по отношению к земле при помощи изоляторов [9]. На стороне 10 кВ установлены изоляторы ИО-10.

Таблица 1.6 – Технические характеристики изоляторов ИО-10

Технические характеристики	ИО-10
Номинальное напряжение, кВ	10
Минимальная разрушающая сила на изгиб, кН	3,75
Длина пути утечки, см	60
Масса, кг	1,0

Трансформаторы собственных нужд предназначены для энергообеспечения потребителей собственных нужд подстанции [9]. На подстанции установлены два трансформатора собственных нужд марки ТМ – 160-10/0,4.

Таблица 1.7 – Технические характеристики трансформаторов ТМ–160/10

Технические характеристики	ТМ-160/10
Номинальное напряжение ВН, кВ	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4
Напряжение к.з., %	4,5
Потери холостого хода, кВт	0,51
Потери к.з., кВт	2,90
Ток холостого хода, %	2,2
Масса, кт	1155
Полный срок службы, лет	25

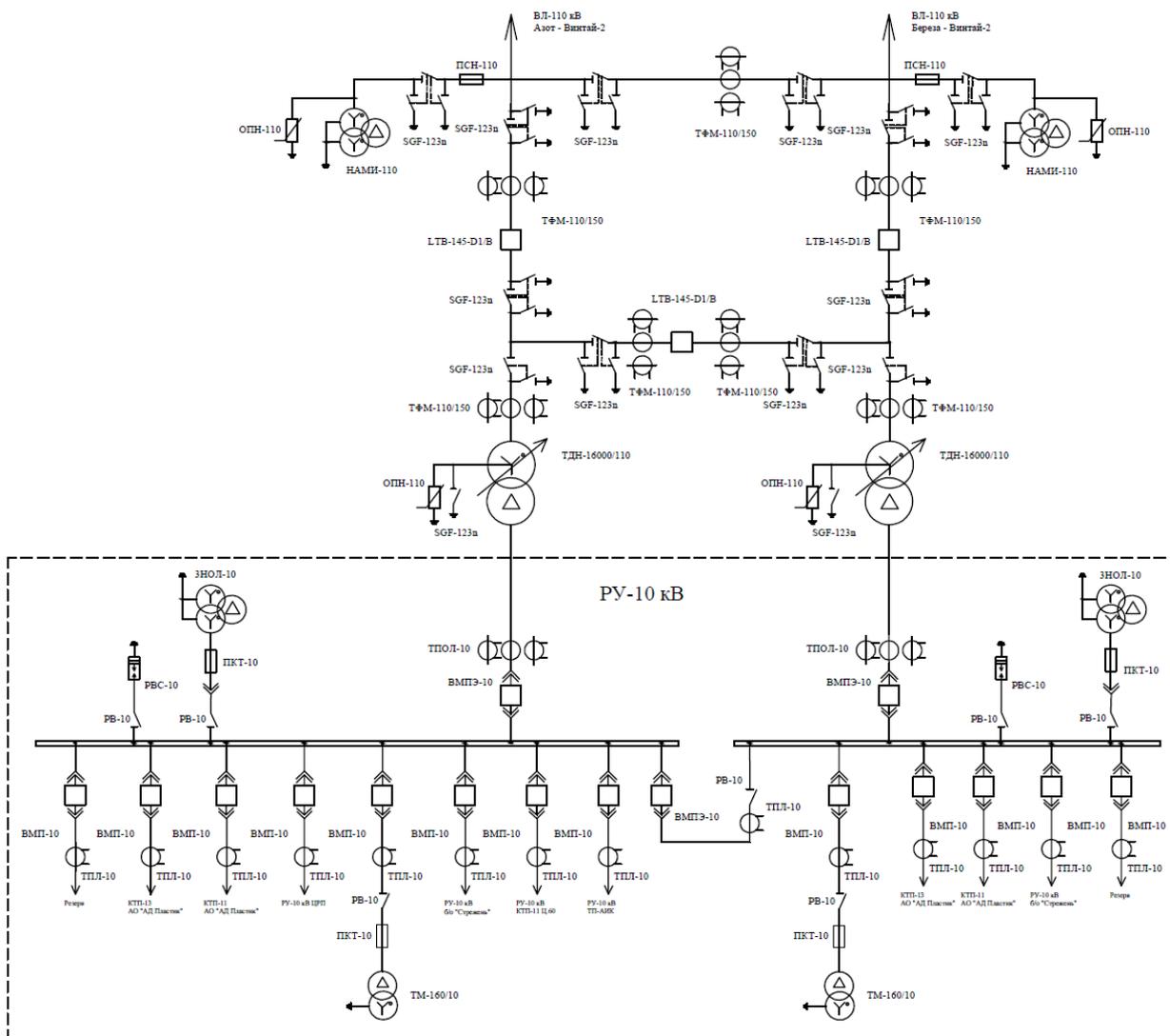


Рисунок 1.1 – Действующая однолинейная схема ПС-110/10 кВ Винтай-2

Исходя из анализа действующей однолинейной схемы РУ-10 кВ, следует отметить, что целесообразно перераспределить нагрузку равномерно по шинам 10 кВ, переключив часть потребителей 3-ей категории на вторую шину 10 кВ. Это позволит более равномерно загрузить силовые трансформаторы подстанции, токоведущие части и электрооборудование РУ-10 кВ, снизить потери электроэнергии и повысить надежность схемы в целом [3].

## 1.2 Анализ электрооборудования РУ-10 кВ на остаточный ресурс

Остаточным ресурсом называют запас возможной наработки

оборудования после момента контроля его технического состояния (или ремонта), в течение которого обеспечивается соответствие требованиям НТД всех его основных технико-эксплуатационных показателей и показателей безопасности. Остаточный ресурс всего установленного оборудования определяем по формуле [3]:

$$\frac{T_{\text{ном}} - T_{\text{факт}}}{T_{\text{ном}}} \times 100 = T_{\text{ост}}, \% , \quad (1.1)$$

Ведомость основного оборудования и остаточный ресурс представлены в таблице 1.8. Например, для трансформаторов собственных нужд остаточный ресурс составит:

$$T_{\text{ост}} = (25 - 43)/25 \times 100 \% = -72 \%$$

Так как расчетное значение отрицательно, то остаточный ресурс отсутствует.

Таблица 1.8 – Анализ электрооборудования на остаточный ресурс

Диспетчерское наименование	Марка	Год ввода в работу	Срок службы, лет		Остаточный ресурс, T ост %
			T ном	T факт	
ТМ-160/10	ТМ-160/10-У1	1976	25	43	отсутствует
ВМПЭ- 10	ВМПЭ- 10-1600-У1	1976	25	43	отсутствует
ВМП- 10	ВМП- 10-630-У1	1976	25	43	отсутствует
РВ-10	РВ-10-1600-У1	1976	25	43	отсутствует
ТПОЛ-10	ТПОЛ-10/1600-У1	1976	25	43	отсутствует
ТПЛ-10	ТПЛ-10/150..400-У1	1976	25	43	отсутствует
ЗНОЛ-10	ЗНОЛ-10-У1	1976	30	43	отсутствует
РВС-10	РВС-10-У1	1976	25	43	отсутствует
ИО-10	ИО-10-У1	1976	30	43	отсутствует
ТМ-160/10	ТМ-160/10-У1	1976	25	43	отсутствует
ВМПЭ- 10	ВМПЭ- 10-1600-У1	1976	25	43	отсутствует

Если остаточный ресурс меньше 30%, требуется замена оборудования вследствие износа [3]. Проанализировав оборудование на остаточный ресурс, можно сделать вывод, за время эксплуатации электротехническое оборудование РУ-10 кВ выработало свой ресурс. Необходима реконструкция

электрической части РУ-10 кВ, целью которой является замена устаревшего и изношенного оборудования и автоматики. Реконструкции электрической части РУ-10 кВ вызвана необходимостью замены устаревшего и изношенного оборудования новым и современным, удовлетворяющим актуальным требованиям электробезопасности и энергоэффективности.

Итого оборудование, подлежащее замене вследствие устаревания конструкции и несоответствия характеристик современным требованиям: масляные выключатели, вентильные разрядники.

## 2 Проектирование реконструкции электрической части РУ-10 кВ

### 2.1 Анализ нагрузок потребителей

Для выбора и проверки элементов системы электроснабжения и уставок релейной защиты целесообразно рассмотреть режим максимальных нагрузок и режимы короткого замыкания. Исходными данными, для определения нагрузок, являются данные часового электропотребления по секциям шин КРУ, согласно данным контрольных замеров зимних максимумов [18].

Таблица 2.1- Электрические нагрузки РУ-10 кВ согласно данным контрольных замеров зимних максимумов

Время, ч	Итого			Т1			Т2		
	Р,кВт	Q,кВар	S,кВА	Р,кВт	Q,кВар	S,кВА	Р,кВт	Q,кВар	S,кВА
0	6832,22	1914,93	7120,83	3279,46	919,17	3418,00	3552,75	995,76	3702,83
2	7743,18	2170,25	8070,27	3716,72	1041,72	3873,73	4026,45	1128,53	4196,54
4	7895,00	2212,81	8228,51	3789,60	1062,15	3949,69	4105,40	1150,66	4278,83
6	9565,10	2680,90	9969,16	4591,25	1286,83	4785,20	4973,85	1394,07	5183,96
8	10779,72	3021,33	11235,08	5174,26	1450,24	5392,84	5605,45	1571,09	5842,24
10	11994,33	3361,77	12501,01	5757,28	1613,65	6000,48	6237,05	1748,12	6500,52
12	12297,99	3446,87	12817,49	5903,03	1654,50	6152,40	6394,95	1792,37	6665,09
14	12449,81	3489,43	12975,73	5975,91	1674,93	6228,35	6473,90	1814,50	6747,38
16	12601,64	3531,98	13133,97	6048,79	1695,35	6304,31	6552,85	1836,63	6829,67
18	14271,74	4000,08	14874,62	6850,43	1920,04	7139,82	7421,30	2080,04	7734,80
20	15182,70	4255,40	15824,06	7287,70	2042,59	7595,55	7895,00	2212,81	8228,51
22	15030,87	4212,85	15665,82	7214,82	2022,17	7519,59	7816,05	2190,68	8146,23
24	14423,57	4042,63	15032,86	6923,31	1940,46	7215,77	7500,25	2102,17	7817,09

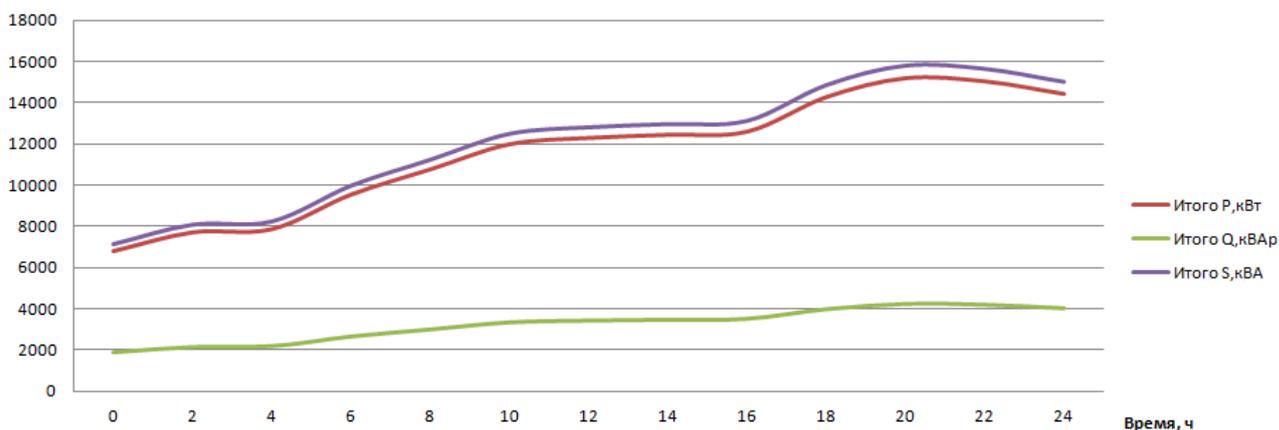


Рисунок 2.1- Графики часовой нагрузки РУ

Максимум нагрузки наблюдается в 20.00. Итого, расчетная мощность, согласно контрольным замерам:

$$P_{\max}=15182,7 \text{ кВт}; Q_{\max}=4255,4 \text{ кВАр}; S_{\max}=15824,06 \text{ кВА}$$

## 2.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчет параметров цепи короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки выбранных токоведущих частей и оборудования станции по режиму короткого замыкания на термическую и электродинамическую стойкость и для проверки чувствительности релейной защиты. Расчетная схема для определения токов короткого замыкания представлена на рисунке 2.2.

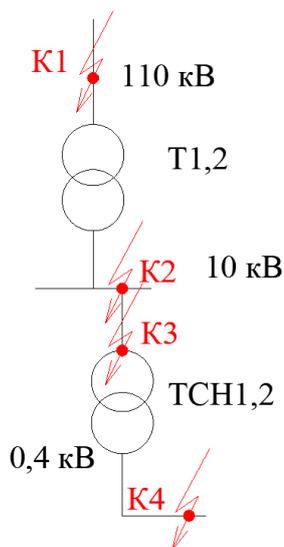


Рисунок 2.2 - Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

По расчетной схеме составляется схема замещения, которая представлена на рисунке 2.3. Элементы расчетной схемы заменяются их сопротивлениями. Принимаем базисное напряжение 110 кВ (напряжение ВН питающих силовых трансформаторов).

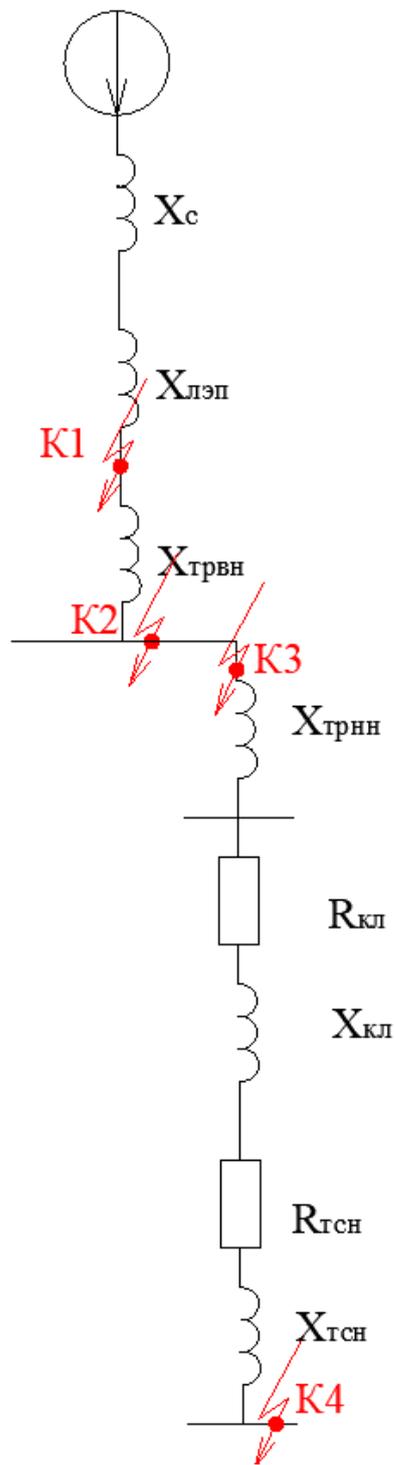


Рисунок 2.3 - Схема замещения для определения токов короткого замыкания

Расчет сопротивления двухобмоточных понизительных трансформаторов, питающих КРУ:

$$X_{\text{трвн}} = U_{\text{кз}}/100 \cdot U_{\text{н}}^2/S_{\text{т}}, \quad (2.1)$$

$$X_{\text{трвн}} = 10,5/100 \cdot 110^2/16 = 50,82 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{трнн}} = X_{\text{трвн}} \cdot (U_{\text{ном.нн}}/U_{\text{ном.вн}})^2 \quad (2.2)$$

$$X_{\text{трнн}} = 50,82 \cdot (10/110)^2 = 18,3 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивления ЛЭП.

$$X_{\text{лэп}} = x_0 \cdot L \quad (2.3)$$

где  $x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}$  – удельное сопротивление линии

$$X_{\text{лэп}} = 0,444 \cdot 12,2 = 5,417 \text{ Ом}$$

Сопротивление системы  $X_c$ , в именованных единицах определяется по формуле согласно [6]

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_k}, \quad (2.4)$$

где  $S_k$  – максимальная мощность короткого замыкания на вводе подстанции, равная 900 МВА [18]

$$X_c = 110^2/900 = 13,444 \text{ Ом}$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К1.

Расчетная схема замещения для расчёта токов КЗ в точке К1 представлена на рисунке 2.6.

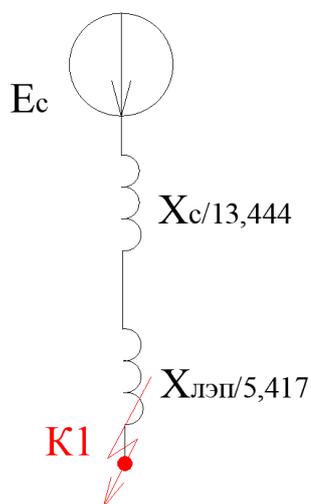


Рисунок 2.4- Схема замещения для определения токов КЗ в точке К1

Периодическая составляющая тока КЗ  $I_{\text{по}}''$ , кА, определяется по формуле согласно РД 153-34.0-20.527-98

Для точки К1

$$I_{\text{К1}}'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma \text{К1}}}, \quad (2.5)$$

Для точки К2

$$I_{\text{К2}}'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma \text{К2}}} \cdot K_{T \frac{\text{ВН}}{\text{НН}}}, \quad (2.6)$$

Для точки К3

$$I_{\text{К2}}'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma \text{К3}}} \cdot K_{T \frac{\text{ВН}}{\text{НН}}}, \quad (2.7)$$

Для точки К4

$$I_{\text{К2}}'' = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma \text{К4}}} \cdot K_{T \frac{\text{ВН}}{\text{НН}}}, \quad (2.8)$$

$$I_{\text{К1}}'' = 110 / \left( \sqrt{3} \cdot (13,444 + 5,417) \right) = 3,367 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент тока КЗ  $K_{y1}$ , определяется по формуле согласно [6]

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (2.9)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ (для КРУ станции  $T_a = 0,05$ , с); [6]

$$K_{y1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,05}} = 1,82, \quad (2.10)$$

Ударный ток КЗ  $i_{y1}$ , кА, определяется по формуле согласно [6]

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{\text{К1}}'', \quad (2.11)$$

$$i_{y1} = \sqrt{2} \cdot K_{y1} \cdot I_{\text{К1}}'' = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 3,367 = 12,253 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока КЗ  $I_{y1}$ , кА, определяется по формуле

$$I_{y1} = I_{\text{К1}}'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y1} - 1)^2}, \quad (2.12)$$

$$I_y = 3,367 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 3,367 \cdot 1,531 = 5,156 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ  $I_{K1}^{(2)}$ , кА, определяется по формуле согласно [6]

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}^m, \quad (2.13)$$

$$I_{K1}^2 = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot 3,367 = 2,916 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ  $I_{K1}^{(1)}$ , кА, определяется по формуле согласно [6]

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot I_{K1}^m, \quad (2.14)$$

$$I_{K1}^{(1)} = 0,55 \cdot 3,367 = 1,852 \text{ кА}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{\alpha\tau}$ , кА, в момент размыкания контактов выключателя определяется по формуле согласно [6]

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{K1}^m \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (2.15)$$

где  $\tau$  – минимальное время до момента размыкания контактов, с.

Определяется по формуле согласно [6]

$$\tau = t_{3\min} + t_{CB}, \quad (2.16)$$

где  $t_{3\min}$  – минимальное время действия защиты, 0,01 с;

$t_{CB}$  – собственное время отключения выключателя 110 кВ, с;

$$\tau = 0,01 + 0,21 = 0,211 \text{ с}$$

Подставив численные значения в формулу (2.15), получим

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot 3,367 \cdot e^{-\frac{0,211}{0,05}} = 0,958 \text{ кА}$$

Полный ток определяется по формуле

$$I_{n1} = i_{\alpha\tau} + I_{K1}^m, \quad (2.17)$$

$$I_{n1} = 0,958 + 3,367 = 4,325 \text{ кА}$$

Полная мощность КЗ определится по формуле

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot I_{n1} \cdot U \quad (2.18)$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 4,325 \cdot 110 = 823,999 \text{ МВА}$$

Расчет токов короткого замыкания в точках К2 и К3.

Расчетная схема замещения для расчёта токов короткого замыкания в точках К2 и К3 представлена на рисунке 2.5.

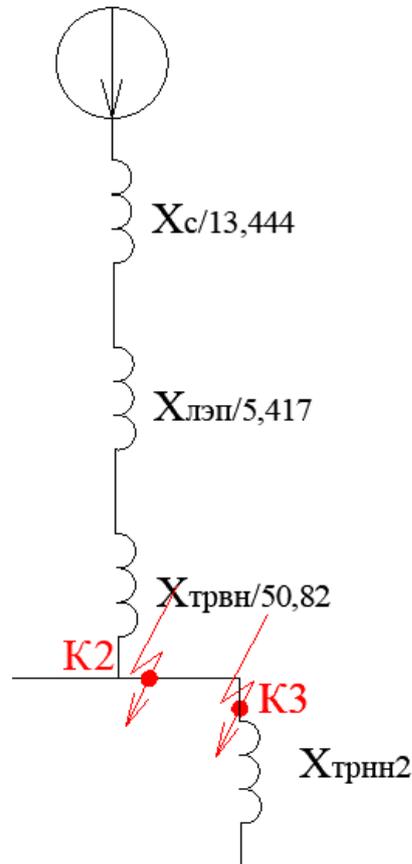


Рисунок 2.5 - Схема замещения для определения токов КЗ в точках К2, К3

Расчет для точки К2.

$$X_{\Sigma K2} = 18,861 + 50,82 = 69,681 \text{ Ом}$$

Подставляя численные значения в формулы, получим:

- периодическая составляющая тока КЗ  $I''_{K2}$ , кА

$$I''_{K2} = 110 / (\sqrt{3} \cdot 69,681) = 0,911 \text{ кА}$$

- ударный коэффициент тока КЗ  $K_{y2}$

$$i_{y2} = \sqrt{2} \cdot K_{y2} \cdot I''_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,911 = 2,346 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока КЗ  $I_y$ , кА, определяется по формуле

$$I_{y2} = 0,911 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 1,395 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ  $I_{K2}^{(2)}$ , кА, определяется по формуле

$$I_{K2}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot 0,911 = 0,789 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ  $I_K^{(1)}$ , кА, определяется по формуле

$$I_{K2}^{(1)} = 0,55 \cdot 0,911 = 0,501 \text{ кА}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{a\tau}$ , кА, в момент размыкания контактов выключателя определяется по формуле

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,911 \cdot e^{-0,11/0,05} = 0,411 \text{ кА}$$

Полный ток определяется по формуле

$$I_{п2} = 0,411 + 0,911 = 1,322 \text{ кА}$$

Полная мощность КЗ определится по формуле

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 1,322 \cdot 10 = 22,897 \text{ МВА}$$

Расчет для точки КЗ.

$$X_{\Sigma K3} = 69,681 + 0,653 = 70,334 \text{ Ом}$$

Подставляя численные значения в формулы, получим:

- периодическая составляющая тока КЗ, кА

$$I''_{K3} = 110 / (\sqrt{3} \cdot 70,334) = 0,903 \text{ кА}$$

- ударный коэффициент тока КЗ  $K_{y3}$

$$i_{y3} = \sqrt{2} \cdot K_{y3} \cdot I''_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,903 = 2,324 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока КЗ  $I_y$ , кА, определяется по формуле

$$I_{y3} = 0,903 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 1,382 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ  $I_{K3}^{(2)}$ , кА, определяется по формуле

$$I_{K3}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot 0,903 = 0,782 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ  $I_K^{(1)}$ , кА, определяется по формуле

$$I_{K3}^{(1)} = 0,55 \cdot 0,903 = 0,497 \text{ кА}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{атт}$ , кА, в момент размыкания контактов выключателя определяется по формуле

$$i_{атт} = \sqrt{2} \cdot 0,903 \cdot e^{-0.11/0.05} = 0,405 \text{ кА}$$

Полный ток определяется по формуле

$$I_{пз} = 0,405 + 0,903 = 1,308 \text{ кА}$$

Полная мощность КЗ определится по формуле

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 1,308 \cdot 10 = 22,655 \text{ МВА}$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К4

Расчетная схема замещения для расчёта токов короткого замыкания в точках К4 и К5 представлена на рисунке 2.6.

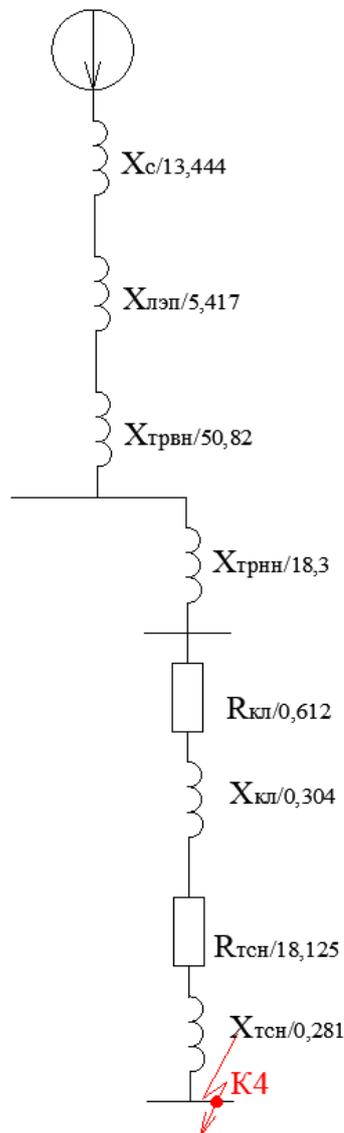


Рисунок 2.6- Схема замещения для определения токов КЗ в точках К4, К5

Суммарное относительное сопротивление элементов цепи до точек К4 и К5, определяется по формуле

$$X_{\Sigma K4} = X_{\Sigma K3} + X_{\text{трнн1}} + R_{\text{кл}} + X_{\text{кл}} + R_{\text{тсн}} + X_{\text{тсн}} \quad (2.19)$$

Активное и индуктивное сопротивления кабеля  $R_{\text{кл}}$  и  $X_{\text{кл}}$  определяются по формулам

$$R_{\text{кл}} = r_0 \cdot l, \quad (2.20)$$

$$X_{\text{кл}} = x_0 \cdot l, \quad (2.21)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельное активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/м

$l$  - длина кабеля, равная 54 м;

$$X_{\text{кл}} = 0,00563 \cdot 54 = 0,304 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{кл}} = 0,0113 \cdot 54 = 0,612 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора собственных нужд  $R_{\text{тсн}}$  определяется по формуле

$$R_{\text{тсн}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{номтсн}}^2}, \quad (2.22)$$

где  $\Delta P_K$  – потери мощности трансформатора при КЗ, 2,9 кВт;

$$R_{\text{тсн}} = 2,9 \cdot 0,4^2 / 0,16^2 = 18,13 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора собственных нужд определяется по формуле

$$X_{\text{тсн}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{номт}}^2}, \quad (2.23)$$

где  $U_K$  – напряжение короткого замыкания;

$$X_{\text{тсн}} = 4,5 / 100 \cdot 0,4^2 / 0,16^2 = 0,281 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K4} = 70,334 + 18,3 + 0,612 + 0,304 + 18,13 + 0,281 = 107,956 \text{ Ом}$$

Подставляя численные значения в формулы, получим:

- периодическая составляющая тока КЗ, кА

$$I''_{K4} = 110 / (\sqrt{3} \cdot 107,956) = 0,588 \text{ кА}$$

- ударный коэффициент тока КЗ  $K_{y2}$

$$i_{y4} = \sqrt{2} \cdot K_{y4} \cdot I''_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,588 = 1,513 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока КЗ  $I_y$ , кА, определяется по формуле

$$I_{y4} = 0,588 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,82 - 1)^2} = 0,9 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ  $I_{K2}^{(2)}$ , кА, определяется по формуле

$$I_{K4}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \cdot 0,588 = 0,509 \text{ кА}$$

Ток однофазного КЗ  $I_K^{(1)}$ , кА, определяется по формуле

$$I_{K4}^{(1)} = 0,55 \cdot 0,588 = 0,323 \text{ кА}$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ  $i_{a\tau}$ , кА, в момент размыкания контактов выключателя определяется по формуле

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 0,588 \cdot e^{-0,11/0,05} = 0,237 \text{ кА}$$

Полный ток определяется по формуле

$$I_{п2} = 0,237 + 0,588 = 0,825 \text{ кА}$$

Полная мощность КЗ определится по формуле

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 0,825 \cdot 10 = 14,289 \text{ МВА}$$

Результаты расчетов токов КЗ сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2- Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	$I''$ , кА	$i_y$ , кА	$I_y$ , кА	$I^{(2)}$ , кА	$I^{(1)}$ , кА	$I_p$ , кА	$S_{K3}$ , МВА
К1	3,367	12,253	5,156	2,916	1,852	4,325	823,999
К2	0,911	2,346	1,395	0,789	0,501	1,322	22,897
К3	0,903	2,324	1,382	0,782	0,497	1,308	22,655
К4	0,588	1,513	0,9	0,509	0,323	0,825	14,289

### 2.3 Выбор и проверка основного электрооборудования и токоведущих частей

Выбор и проверка шин

На стороне 10 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно шин 10 кВ.

$$I_{\text{норм}} = \frac{15824,062}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 456,815 \text{ А}$$

В режиме аварийной нагрузки:

$$I_{\text{ав}} = \frac{15824,062}{\sqrt{3} \cdot 10} = 913,629 \text{ А}$$

Сравним три возможных варианта исполнения шин 10 кВ.

Таблица 2.3 – Выбор формы сечения шин 10 кВ

Сечение, материал	$I_{\text{ав}}, \text{ А}$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	$S_{\text{сеч}}, \text{ мм}^2$
Прямоугольное 80 · 6 мм, Al	913,629	1150	480
Коробчатое 35 · 15 · 5,5 · 6 мм, Al	913,629	1200	525
Круглое сечение d=72/80 мм, Al	913,629	980	415

Принимаем алюминиевые шину трубчатого сечения с внутренним диаметром 72 мм и наружным диаметром 80 мм как с наименьшим сечением. Кроме того круглое трубчатое сечение наиболее подходит по длительно допустимому току.

Проверка шин.

Проводник удовлетворяет условию термической стойкости, если температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ  $\nu_{\text{к}}$  не превышает предельно допустимую температуру нагрева соответствующего проводника при КЗ  $\nu_{\text{кдоп}}$ , т. е. если выполняется условие:

$$\nu_{\text{к}} \leq \nu_{\text{кдоп}} \quad (2.24)$$

Расчёт целесообразно вести в следующей последовательности:

– выбирается справочная кривая, соответствующая материалу проверяемого проводника и по ней находится значение  $A_{\nu_{\text{н}}}$ , соответствующее начальной температуре проводника [6]. Например, для проводов и окрашенных шин неизолированных такая температура составляет 70 °С;

– определяется значение интеграла Джоуля при расчётных условиях КЗ. Рассматривается неравенство:

$$t_{\text{откл}} \geq 3 \cdot T_{\text{аз}} ; \quad (2.25)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – расчётная продолжительность КЗ, определяется:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{в}} ; \quad (2.26)$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время работы релейной защиты в данной части схемы.

$t_{\text{в}}$  – полное время отключения выключателя;

$T_{\text{аз}}$  – электромагнитная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} ; \quad (2.27)$$

Соответственно для  $K_y = 1,82$ ;  $T_{\text{аз}} = 0,012$

В случае выполнения соотношения интеграл Джоуля определяется по упрощенному уравнению:

$$B_{\text{Ки}} = I_{\text{Ки}}^2 \cdot t_{\text{откл}} + T_{\text{аз}} ; \quad (2.28)$$

где  $I_{\text{Ки}}$  – периодическая составляющая тока КЗ; в противном случае:

$$B_{\text{Ки}} = I_{\text{Ки}}^2 \cdot \left[ t_{\text{откл}} + T_{\text{аз}} \cdot \left( 1 - e^{-\frac{2 \cdot t_{\text{откл}}}{T_{\text{аз}}}} \right) \right]. \quad (2.29)$$

– находится значение величины  $A_{\text{ук}}$ , соответствующее конечной температуре нагрева проводника:

$$A_{\text{ук}} = A_{\text{вн}} + \frac{B_{\text{К}}}{S^2} ; \quad (2.30)$$

где  $S$  – площадь поперечного сечения проводника;

– по найденному значению  $A_{\text{ук}}$  с помощью выбранной кривой определяется  $v_{\text{к}}$  и сравнивается с предельно допустимой  $v_{\text{кдоп}}$ . Величины предельно допустимых температур нагрева проводников при КЗ приведены в [6]. Например, для алюминиевых шин и проводов эта величина составляет  $v_{\text{кдоп}} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Проверка шин на термическую стойкость.

В данном случае:

$t_{рз}=1,1$  с для напряжения 10 кВ

$t_{в}=0,025$  с для выключателя ВВ/TEL

$$t_{откл}=1,1+0,025=1,125 \text{ с} \geq 3 \cdot 0,05$$

Условие выполняется, находим интеграл Джоуля по упрощенному уравнению:

$$W_k=5,16^2 \cdot (1,125+0,05)=31,285 \cdot 10^6 \text{ А}^2/\text{с}$$

$$A_{вк}=0,53 \cdot 70^0+31,285 \cdot 10^6/415^2=37,1+38,197=75,298 \text{ С}^0 \leq 200 \text{ С}^0$$

Шины проходят проверку.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем длину пролёта между изоляторами, при условии, что частота собственных колебаний будет меньше 200 Гц:

$$f \leq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{g}} \quad (2.31)$$

где  $J$  – момент инерции поперечного сечения шины;

$g$  – поперечное сечение шины.

Из формулы (2.31) получим:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{g}}$$

$$J = \frac{bh^3}{9}, \text{ см}^2 \quad (2.32)$$

$$J = \frac{1 \cdot 8,5^3}{9} = 68,24 \text{ см}^2$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200^2} \cdot \sqrt{\frac{68,24}{4,15}} = 0,01 \text{ м}^2$$

$$l \leq \sqrt{0,01} \leq 1,05 \text{ м}$$

Определим расчетный пролет полосы (наибольшее допустимое расстояние между прокладками шины), м

$$l_n < 216 \sqrt{\frac{a_n}{i_y}} \cdot \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{k\phi}}; \text{ м} \quad (2.33)$$

$$l_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}}, \text{ м}; \quad (2.34)$$

где  $a_n$  – расстояние между осями полос 0,016м;

$E$  – модуль упругости материала шин = 70 МПа;

$J_n$  – момент инерции полосы,  $J = \frac{bh^3}{12}, \text{ м}^4$ ;

$K_\phi$  – коэффициент формы 0,35;

$I_y$  – трехфазный ток К.З.;

$m_n$  – масса полосы на единицу длины, кг/м.

$$l_n < 216 \cdot \sqrt{\frac{0,016}{2346}} \cdot \sqrt[4]{\frac{70 \cdot 10^6 \cdot 144 \cdot 10^{-8}}{0,35}} = 0,558 \text{ м};$$

$$l_n \leq 0,133 \times \sqrt[4]{\frac{70 \cdot 10^6 \cdot 144 \cdot 10^{-8}}{2,16}} = 0,348 \text{ м}.$$

Принимаем значение  $l_n = 0,41 \text{ м}$ .

Число прокладок в пролёте:

$$n = l/l_n - 1 = 1,05/0,41 - 1 = 1,6 \text{ принимаем } n = 2$$

Расчётный пролёт:

$$l_n = \frac{1}{n+1} = \frac{1,05}{2+1} = 0,35 \text{ м}$$

Сила взаимодействия между полосами определяется по формуле:

$$f_n = \frac{k_\phi \cdot i_y^2}{4b^3} \cdot 10^{-7}; \text{ Н / м}; \quad (2.35)$$

$$f_n = \frac{0,35 \cdot 2346^2}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 1438,76 \text{ Н / м};$$

Напряжение в материале согласно [2]:

$$\delta_{расч} = \frac{f_n \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n} \text{ МПа}; \quad (2.36)$$

где  $W_n$  – момент сопротивления одной полосы,  $\text{см}^3$

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{1^2 \cdot 8,5}{6} = 1,42 \text{ см}^3$$

$$\delta_{расч} = \frac{1438,76 \cdot 0,35^2}{12 \cdot 1,42} = 10,34 \text{ МПа};$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз согласно [2]

$$\delta_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{fl^2}{10W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W\phi \cdot a}, \text{ МПа} \quad (2.37)$$

где  $W\phi$  – момент сопротивления шины,  $\text{см}^2$

$$W_n = \frac{b \cdot h^2}{3} = \frac{1 \cdot 8,5^2}{3} = 24,08 \text{ см}^3$$

$$\delta_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2346^2 \cdot 0,35^2}{24,08 \cdot 1,6} = 0,061 \text{ МПа}$$

$$\delta_{расч} = \delta\phi + \delta n = 10,34 + 0,061 = 10,401 \text{ МПа}$$

Условия выбора:

$$\delta_{расч} \leq \delta_{доп}$$

$$\delta_{расч} = 10,401 \text{ МПа} \leq \delta_{доп} = 40 \text{ МПа}$$

Таким образом, алюминиевые шины трубчатого сечения с внутренним диаметром 72 мм и наружным диаметром 80 мм удовлетворяют условию механической прочности.

Выбор и проверка выключателей.

Выбор высоковольтных выключателей производится [13]:

- по конструктивному исполнению и месту установки;
- по номинальному напряжению  $U_{ном} \geq U_{раб}$ , кВ;
- по номинальному току:  $I_{ном} \geq I_{раб}$ , кВ.
- по отключающей способности  $I_{ном.откл} \geq I_k$ , кА

где  $I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА;

$I_k$  – ток трехфазного КЗ, кА.

- по ударному току КЗ  $i_{пр.с} \geq i_y$ , кА

где  $i_{пр.с}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу, кА;

$i_y$  – ударный ток КЗ, кА;

- на термическую стойкость  $I_T^2 t_T \geq B_k$ , кА<sup>2</sup>·с

где  $I_T$  – предельный ток термической стойкости по каталогу, кА;

$t_T$  – время протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (2.38)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения КЗ, определяется по формуле

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.В}, \text{ с} \quad (2.39)$$

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

$t_{откл.В}$  – собственное время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;  $T_a = 0,05$  с

В таблице 2.4 представлена сравнительная техническая характеристика вакуумного выключателя ВВТЭ-М-10; элегазового выключателя LF-1 фирмы Schneider Electric и вакуумного выключателя ВВ/TEL–10.

Таблица 2.4 – Сравнительная техническая характеристика выключателя ВВТЭ-М-10; LF-1 и выключателя ВВ/TEL – 10

Сравнительные величины	ВВТЭ-М-10	LF-1	ВВ/TEL – 10/1000
Номинальное напряжение, В	10000	10000	10000
Наибольшее рабочее напряжение, В	12000	12000	12000
Номинальный ток, А	1000	1000	1000
Номинальный ток отключения, кА	20,000	25,000	20,000
Сквозной ток КЗ, кА:			
– наибольший пик	51,000	52,000	51,000
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	20,000	20,000	20,000
Время отключения полное, с, не более	0,035	0,080	0,025
Время отключения собственное, с, не более	0,025	0,070	0,015
Время включения полное, с, не более	0,080	0,065	0,070
Коммутационный ресурс	100000	50000	200000
Механический ресурс	100000,000	50000,000	100000,000
Удельная отключающая способность	11,000	6,200	11,000
Масса, кг	85,000	124,000	35,000
Срок службы до списания, лет	25,000	25,000	25,000

Следует отдать предпочтение вакуумным выключателям серии ВВ/TEL. Проверку выбранных выключателей сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Проверка выключателей ВВ/TEL-10/1000 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} = 913,629 \text{ А}$
$I_{\text{н.откл.}} = 20,0 \text{ кА}$	$I_{\text{н(0)}} = 1,322 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20,0^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 1,322^2 \cdot 3 = 5,234 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 20,0 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 2,346 \text{ кА}$

Выбранные выключатели проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка разъединителей.

Разъединители должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки  $U_{\text{н.апп}} \geq U_{\text{н.уст}}$ .
- по максимальному рабочему току  $I_{\text{н.апп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ .
- проверка на термическую стойкость  $I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
- проверка на динамическую стойкость  $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$ .

Выбираем разъединители серии РВ-10-1000.

Таблица 2.6 – Технические характеристики разъединителей РВ-10-1000

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	1 000
Ток термической стойкости, кА (3 с)	16; 20; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	40; 50; 80
Механический ресурс главной цепи, циклов ВО	не менее 2 000

В трехполюсном разъединителе РВ нож удерживается во включенном положении за счет тяг вала. Вращая вал посредством привода типа ПР-10А (заднего присоединения) или типа ПР-11А (переднего присоединения) производят включение или отключение подвижных ножей.

Разъединители должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки  $U_{н.апп} \geq U_{н.уст.}$
- по максимальному рабочему току  $I_{н.апп} \geq I_{раб.мах.}$
- проверка на термическую стойкость  $I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_K$
- проверка на динамическую стойкость  $i_{дин} \geq i_y.$

Проверку выбранных выключателей сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Проверка разъединителей РВ-10/1000 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{р.мах} = 913,629 \text{ А}$
$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 1,322^2 \cdot 3 = 5,234 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 50 \text{ кА}$	$i_y = 2,346 \text{ кА}$

Выбранные разъединители проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.

Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки  $U_{н.апп} \geq U_{н.уст.}$
- по максимальному рабочему току  $I_{1н} \geq I_{раб.мах.}$
- по классу точности
- по вторичной нагрузке  $Z_n \geq Z_{2\Sigma}$
- расчетная проверка по кривым предельной кратности (полная погрешность  $\leq 10 \%$ ) проверка на термическую стойкость согласно [4]

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B \quad (2.40)$$

где  $k_{тер.}$  – кратность термической стойкости,

$I_{1н}$  – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость  $i_{дин.} \geq i_y.$

$$i_{дин.} = k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н.} \geq i_y \quad (2.41)$$

где  $k_{эд}$  – кратность динамической стойкости.

Сравним три возможных варианта исполнения трансформаторов тока 10 кВ.

Таблица 2.8 – Сравнительная техническая характеристика трансформаторов тока

Сравнительные величины	ТПОЛ-10-М	ТПЛ-10	ТПЛ-10-М
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Кратность трехсекундного тока термической стойкости, А	45	45	50
Кратность тока электродинамической стойкости, А	110	150	200
Класс точности вторичной обмотки для измерений	0,5	0,5	0,5
Масса, кг	17,0	14,0	14,0

Принимаем трансформаторы тока ТПЛ-10-М. Это модернизированные трансформаторы серии ТПЛ-10, имеют улучшенные показатели и более высокий класс точности. В КРУ устанавливаем трансформаторы тока ТПЛ-10-М/2000 (на вводах Т1,Т2); ТПЛ-10-М/50..400 (на фидерах).

Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки  $U_{н.апп} \geq U_{н.уст.}$
- по максимальному рабочему току  $I_{1н} \geq I_{раб.мах.}$
- по классу точности
- по вторичной нагрузке  $Z_n \geq Z_{2\Sigma}$
- расчетная проверка по кривым предельной кратности (полная погрешность  $\leq 10 \%$ ) проверка на термическую стойкость согласно [4]

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B \quad (2.42)$$

где  $k_{тер.}$  – кратность термической стойкости,

$I_{1н}$  – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость  $i_{\text{дин.}} \geq i_y$ .

$$i_{\text{дин.}} = k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{н.}} \geq i_y \quad (2.43)$$

где  $k_{\text{эд}}$  – кратность динамической стойкости.

Проверка по номинальному напряжению

$$U_{\text{н.апп}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ.}$$

Проверка по максимальному рабочему току

$$I_{1\text{н}} = 1000 \text{ А} > I_{\text{раб.макс.}} = 913,629 \text{ А.}$$

Производим проверку на термическую стойкость согласно [4]

$$k_{\text{тер.}} = 60, t_{\text{тер.}} = 3 \text{ с.}$$

$$(k_{\text{тер.}} \cdot I_{1\text{н}})^2 \cdot t_{\text{тер.}} = (60 \cdot 0,1)^2 \cdot 3 = 108 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 1,3^2 \cdot 3 = 5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Производим проверку на динамическую стойкость согласно [4]

$$k_{\text{эд}} = 75,$$

$$i_{\text{дин}} = k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{н}} = 75 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,1 = 10,6 \text{ кА} > i_y = 3,4 \text{ кА.}$$

Производим проверку по вторичной нагрузке, которая определяется из следующего выражения (для схемы полной звезды)

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}} \quad (2.44)$$

где  $Z_{\text{приб.}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных приборов, Ом;

$Z_{\text{пров.}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом;

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{s_{\text{пров.}}}, \quad (2.45)$$

где  $l_{\text{пров.}}$  – длина соединительных проводов, м;

$\rho$  – удельное сопротивление соединительных проводов, для медных проводов  $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$  ;

$s_{\text{пров.}}$  – сечение соединительных проводов,  $\text{мм}^2$

$Z_{\text{конт.}}$  – суммарное сопротивление контактных соединений, которое можно принять равным  $0,1 \text{ Ом}$ .

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (2.46)$$

где  $S_{\text{приб.}}$ ,  $I_{\text{н.приб.}}$  – соответственно потребляемая мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А, соответственно.

Вторичная обмотка ТТ, с классом точности 10Р, задействована в схеме многофункционального устройства РЗА,  $S_{\text{приб.}} = 1$  В·А. Вычисляем сопротивление устройства:

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов 4 м. Выбираем контрольный кабель КВВГнг с жилами сечением  $4\text{мм}^2$ . Рассчитываем  $Z_{\text{пров.}}$ .

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом}$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом.}$$

Производим проверку по кривым предельной кратности из [6]. Кратность первичного тока по отношению к номинальному не должна превышать 24 при  $Z_{2\Sigma} = 0,158$  Ом. Полная погрешность ТТ будет до 10%.

Проверка вторичной обмотки с классом точности 0,5 (цепи измерения электрической энергии) по  $Z_{2\Sigma}$  производится аналогично.

Трансформаторы напряжения.

Трансформаторы напряжения должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
- по конструкции и соединению обмоток.
- по классу точности.
- по вторичной нагрузке  $S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$ .

Принимаем ТН типа НАМИ-10-95 УХЛ1. Проверка по номинальному напряжению:  $U_{\text{н.апп.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ}$ .

Производим проверку по вторичной нагрузке ТН, для чего составляем таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Приборы	Тип	Кол-во, шт.	Число катушек	S <sub>кат.</sub> , ВА	Общая потребляемая мощность S <sub>Σ</sub> , ВА
Вольтметр	Ц33-М1	4	1	1	4
Ваттметр	Ц301-1	2	2	0,5	2
Варметр	Ц301-1	2	2	0,5	2
Реле напряжения	РН-54	3	1	1	3
Счетчик	ЕвроАльфа	8	2	2	32
Итого:					43

Номинальная мощность ТН типа НАМИ-10-95 УХЛ1 в классе точности 0,5 равна 200 ВА, что больше суммарной мощности всех приборов.

Выбор и проверка устройств защиты от перенапряжений

Сравним три возможных варианта исполнения ограничителей перенапряжения 10 кВ.

Таблица 2.10 – Сравнительная техническая характеристика ОПН 10 кВ

Сравнительные величины	ОПН-10-М	ОПН-10	ОПН-10-Л
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Импульсное пробивное напряжение, кВ, не более	51	38	38
Ток утечки, мкА	3,5	4	4
Длина пути утечки, см, не менее	30	30	30
Масса, кг	0,91	0,98	0,84
Полный срок службы, лет	25	25	25

Для защиты оборудования КРУ установим ограничители перенапряжения типа ОПН-10-М. С целью исключения (уменьшения) явления самоиндукции при отключении вакуумными выключателями

потребителей, на отходящих фидерах также устанавливаем ОПН-10-М. Проверку ОПН сведем в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 1,322^2 \cdot 3 = 5,234 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 2,346 \text{ кА}$

Выбранные ОПН проходят проверку по всем параметрам.

Выбор и проверка изоляторов.

Выбор изоляторов 10 кВ осуществляется:

- по номинальному напряжению:

$$U_H \geq U_{уст}. \quad -$$

- по допустимой нагрузке:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \geq F_{расч}. \quad (2.47)$$

$$F_{расч} = (\sqrt{3} \cdot I \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2) / H, \quad (2.47)$$

где  $K_h$  - коэффициент на высоту шин

$$K_h = H_{из} + b + h/2 / H_{из} \quad (2.48)$$

где  $H_{из}$  – высота опорного изолятора;

$b = 5\text{мм}$  – толщина шинодержателя ;  $h=100\text{мм}$  – высота шины.

Выбираю современные полимерные изоляторы изолятор ИОЭЛ-10.

$$F_{разр} = 2,94 \text{ кН. ; } U_H = 10 \text{ кВ.}$$

$$H_{из} = 120 \text{ мм.}$$

$$K_h = (120+5 + 80/2) / 120 = 1,375$$

$$F_{расч} = (\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,375 \cdot 10^{-7} \cdot 4,663^2) / 0,26 = 622,1 \text{ (Н)},$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2,94 = 1,764 \text{ (кН)}$$

$$F_{доп} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 0,6221 \text{ (кН)}$$

Так как допустимая разрушающая сила больше максимальной расчетной, то выбранный тип изоляторов проходит проверку.

## 2.4 Расчет системы освещения

Действующая система освещения РУ выполнена на основе устаревших светильников НСП-95 с лампами накаливания. Для обеспечения надежности и энергоэффективности системы освещения необходимо ее реконструкцию на основе современных светодиодных светильников и пожаробезопасных марок кабелей с низким дымовыделением [12]. Характеристика помещений РУ по разряду зрительной работы и нормативной освещенности сведена в таблицу 2.12. Характеристика помещений РУ по условиям электробезопасности и окружающей среды сведена в таблицу 2.13.

Таблица 2.12 - Характеристика помещений по разряду зрительной работы и нормативной освещенности

Наименование помещения	Разряд зрительной работы	Е <sub>нор</sub> , лк
Основной участок	VIII	200
Аккумуляторная	VIII	300

Таблица 2.13 - Характеристика помещений по условиям электробезопасности и окружающей среды

Наименование помещения	Электробезопасность	Среда
Основной участок	Особо опасное	Нормальная
Аккумуляторная	Особо опасное	Нормальная

Выбор типа светильников производится с учетом характера их светораспределения, экономической эффективности и условий окружающей среды. Необходимо выбрать светильники с широким распределением света для равномерного освещения и в защищенном герметичном исполнении.

Исходными данными для расчета являются:

- Высота помещения;
- Расчетная высота рабочей поверхности;
- Коэффициенты отражения поверхностей помещения (потолка –  $\rho_{п}$ ; стен –  $\rho_{с}$ ; рабочей поверхности или пола –  $\rho_{р}$ ).

– Коэффициент запаса, принимаемый при освещении светодиодными лампами – 1,5

– Коэффициент неравномерности  $z=1,1$  – для светодиодных ламп.

Рассчитаем данным методом освещение основного участка.

Для определения коэффициента использования определяют индекс помещения по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} \quad (2.49)$$

где: А – длина помещения, м;

В – ширина помещения, м.

h – расчетная высота, h=4,0 м

$$i = \frac{12,3 \cdot 5,3}{4 \cdot (2,3 + 5,3)} = 0,926$$

Световой поток осветительной установки:

$$\Phi = \frac{E \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{K_u}, \quad (2.50)$$

где E=200 лк – нормируемая освещенность;

$K_z=1,5$  – коэффициент запаса;

Z- коэффициент минимальной освещенности (Z=1,1-для светодиодных ламп)

$K_u$  - коэффициент использования светового потока, зависит от индекса помещения.

$$\Phi = \frac{200 \cdot 95,4 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{0,71} = 30433,9 \text{ лм}$$

Количество светильников:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_c}, \quad (2.51)$$

где  $\Phi_c$  – световой поток одного светильника

Применяем светильники типа NT-PROM-48 Ex со степенью защиты IP 65.

Световой поток одного светильника,  $\Phi_c=5350$  лм.

$$N = \frac{30433,9}{5350} \approx 5,7$$

Итого принимаем к установке 6 светильников. Для помещения аккумуляторной расчет аналогичен, результаты сводим в таблицу 2.14.

Таблица 2.14- Расчет освещения методом коэффициента использования

Наименование помещения	F, м <sup>2</sup>	Kи	Инд. пом.	Длина, м	Ширина, м	Высота, м	Ф, лм	N	Световой поток одного светильника, лм
Основной участок	65,19	0,707	0,926	12,3	5,3	4	30433,9	5,7	5350
Аккумуляторная	0,96	0,367	0,122	1,01	0,95	4	1293,6	2,0	5350

Для системы аварийного освещения применяем светодиодные светильники типа АВАР RILUX 18 Вт со степенью защиты IP 65, при этом каждое помещение и проход освещаются отдельными светильниками.

В качестве примера рассмотрим питание линии освещения основного участка. Линия питает 6 светильников NT-PROM-48 Ex.

$$I_p = 48 \cdot 6 / (220 \cdot 0,75) = 1,75 \text{ А.}$$

Выбираем кабель ВВГнг-LS-3•1,5. Допустимый длительно ток равен 21 А. Для выбора номинального тока автомата

$$1,1 \cdot I_p = 1,1 \cdot 1,75 = 1,92 \text{ А.}$$

Выбираем автоматический выключатель серии ВА-47-29. Длина головного участка линии равна 2,25 м.

Падение напряжения составит

$$\Delta U = 2 \cdot I_p \cdot r \cdot \cos \varphi = 2 \cdot 1,75 \cdot 0,027 \cdot 0,75 = 0,071 \text{ В}$$

Падение напряжения в процентах

$$dU = 0,071 \cdot 100 / 220 = 0,032 \%$$

Падение напряжение не превышает допустимые для осветительной сети 2,5 % согласно ПУЭ [15].

Полученные значения заносят в таблицы 2.15 и 2.16.

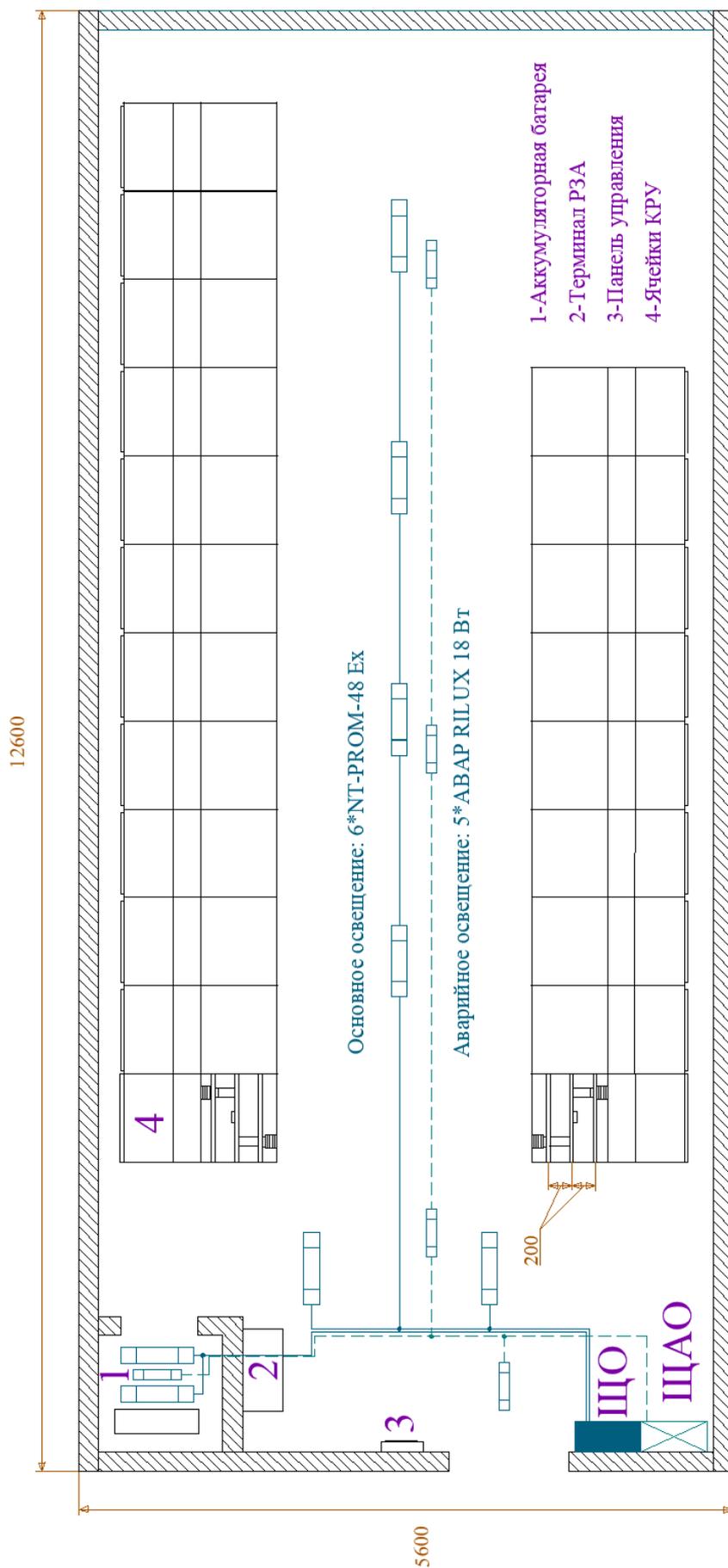


Рисунок 2.7- Схема расположения светильников

Таблица 2.15- Расчет сечений кабелей осветительной сети

Наименование помещения	N	$I_p, A$	Кабель	$I_{доп}, A$	$1,1 \cdot I_p, A$	Выключатель	$I_{ном}, A$	$I_{т.р.}, A$	$I_{эм.р.}, A$
Основной участок	6	1,75	ВВГнг-LS-3•1,5	21	1,920	ВА-47-29	2	2,7	27,0
Аккумуляторная	2	0,58	ВВГнг-LS-3•1,5	21	0,640	ВА-47-29	1	1,35	13,5
$\Sigma$ ЩО	8	2,33	ВВГнг-LS-3•1,5	21	2,560	ВА-47-29	3	4,05	40,5
$\Sigma$ ЩАО	2	0,58	ВВГнг-LS-3•1,5	21	0,640	ВА-47-29	1	1,35	13,5

Автоматические выключатели выбираем серии ВА-47-29 с время-токовой характеристикой В. Номинальные токи автоматических выключателей серии ВА-47-29 (0,5; 1; 1,6; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 13; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63) А, согласно паспорту.

Таблица 2.16- Расчет падения напряжения в осветительной сети

Наименование помещения	$I_p, A$	$L, м$	Кабель	$r_0, Ом/м$	$r, Ом$	$\Delta U, В$	$dU, \%$
Основной участок	1,75	2,25	ВВГнг-LS-3•1,5	0,0121	0,027	0,071	0,032
Аккумуляторная	0,58	5,15	ВВГнг-LS-3•1,5	0,0121	0,062	0,054	0,025
$\Sigma$ ЩО	2,33	3,89	ВВГнг-LS-3•1,5	0,0121	0,047	0,164	0,075
$\Sigma$ ЩАО	0,58	4,31	ВВГнг-LS-3•1,5	0,0121	0,052	0,046	0,021

Падение напряжения на всех участках не превышают допустимые для осветительной сети 2,5 % согласно ПУЭ [15].

## 2.5 Выбор устройств релейной защиты и автоматики

Объём защит и автоматики на всех присоединениях РУ предусматривается согласно ПУЭ.

Для питающих силовых трансформаторов:

1. Газовая защита;
2. Дифференциальная защита;
3. Максимальная токовая защита;
4. Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);

Для отходящих присоединений:

1. Максимальная токовая защита;
2. Максимальная токовая защита нулевой последовательности;
3. Дифференциальная продольная защита;
4. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ);
5. Автоматическое повторное включение (АПВ);
6. Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
7. Автоматический ввод резерва (АВР);

Все эти защиты и функции автоматики реализуются микропроцессорными терминалами «Seram 80» фирмы Schneider Electric (рисунок 2.8).

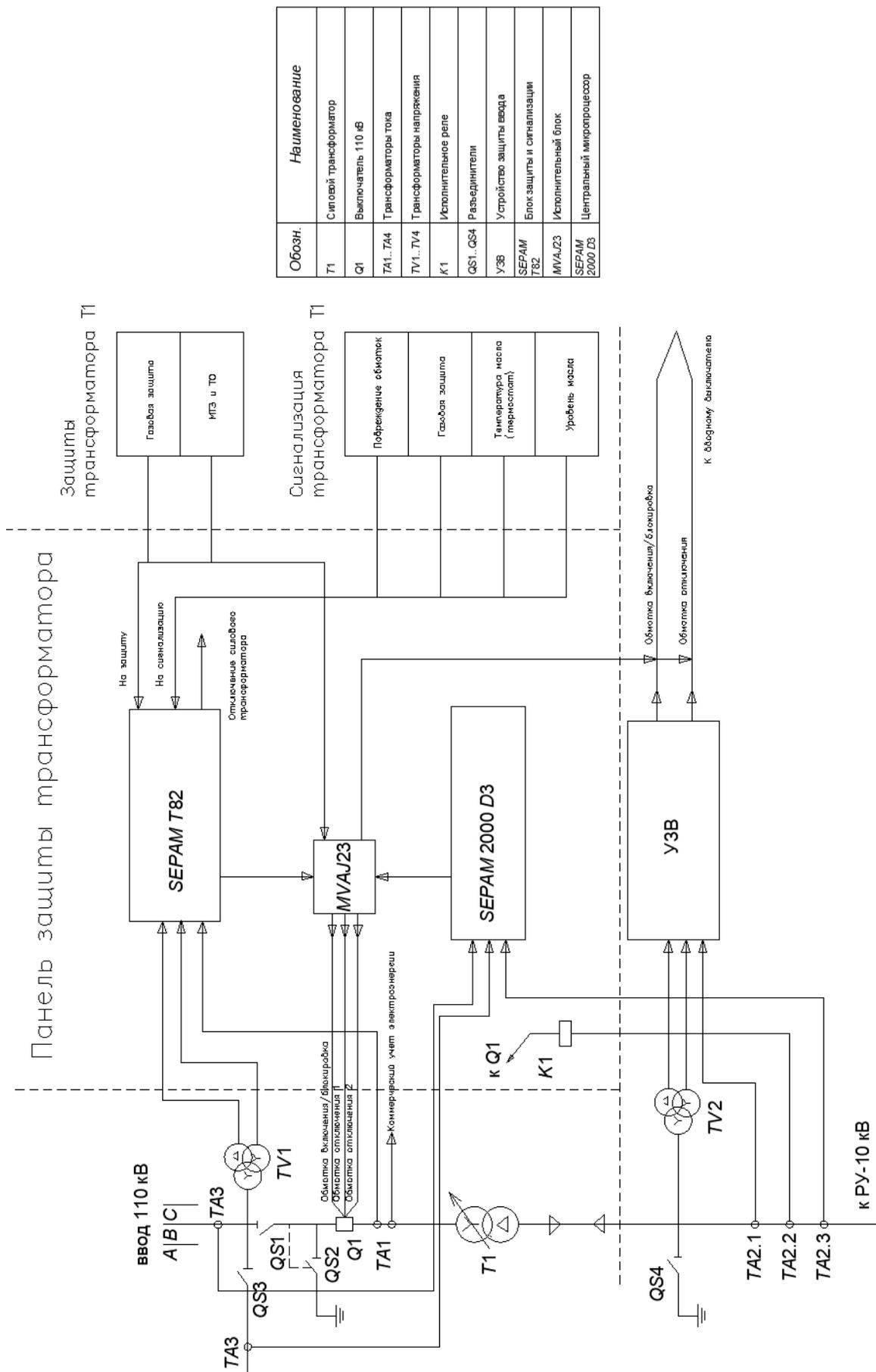


Рисунок 2.8 - Схема микропроцессорной защиты Seram 80

Расчет уставок релейной защиты.

Выбор параметров срабатывания дифференциальной защиты.

На стороне 110 кВ питающих силовых трансформаторов установлены трансформаторы тока ТФМ-110-150/5, номинальный ток первичной обмотки 150 А.

1) По условию выравнивания вторичных токов по величине:

$$0,1 \cdot I_{НОМ.Т} < I_{НОМ.ТТ} < 2,5 \cdot I_{НОМ.Т}$$

Трансформаторы, питающие РУ-10 кВ ТДН-16000/110:

Номинальный ток трансформатора  $I_{ВН}=83,98$  А

Для ТТ со стороны 110 кВ:

$$0,1 \cdot 83,98 < 150 < 2,5 \cdot 83,98 = 209,95 \text{ А}$$

Условие выполняется.

2) По условию отстройки от броска тока намагничивания

Определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении [1]:

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + \frac{0,74 \cdot u_K}{100}. \quad (2.52)$$

$$X_{*B}^{(1)} = 0,094 + 0,74 \cdot 10,5 / 100 = 0,17 \text{ Ом}$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения. Приводим сопротивление ВЛ-110 кВ к базисным условиям:

$$X_6 = 110 / 10 = 11 \text{ Ом.}$$

Итого приведенное сопротивление линии составит

$$X_{Л} = L \cdot x_0 / X_6 = 12,2 \cdot 0,428 / 11 = 0,475 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление контура включения

$$X_* = X_{Л} + K_1 \cdot X_{*B}^{(1)}, \quad (2.53)$$

где  $K_1 = 1,1-1,15$  – поправочный коэффициент для индуктивного сопротивления при неполном насыщении ярм магнитопровода.

$X_{*B}$  – относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности.

$$X^*=0,475+1,1*0,17=0,662 \text{ (Ом)}$$

Или в именованных единицах:

$$X=0,662 \cdot 11 = 7,282 \text{ (Ом)}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания:

$$I_{ампл} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{лин} \cdot (1+A)}{\sqrt{3} \cdot X}, \quad (2.54)$$

где  $A$  - относительное смещение оси синусоиды потокосцепления, принимается равным 0,39 [1].

$$I_{ампл} = (2^{0,5} \cdot 110 \cdot (1+0,39)) / (3^{0,5} \cdot 7,282) = 10,57 \text{ кА}$$

Кратность тока КЗ по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ:

$$K_{ТТ} = 12253 / (2^{0,5} \cdot 150) = 57,77$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть

$$K_{110} \geq k_n \cdot I_{ВН} / k_{ТТ} = 1,1 \cdot 83,98 / 57,77 = 1,599$$

По кривым предельной кратности для  $R_{нагр} = 0,4$  Ом определяем.

$$K_{110} = 3,5 > 1,599$$

Требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

3) По условию отстройки от переходных режимов

Приведенная предельная кратность ТТ для данного ТТ должна быть:

$$K = 3,5 \cdot 150 / 83,98 = 6,251 > 3,5$$

Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения.

Применение искусственной нейронной схемы возможно на тех трансформаторах, для которых амплитудное значение броска тока намагничивания не превышает 16-кратного действующего значения номинального тока трансформатора [1].

$$I_{ампл} / (I_{ном} \cdot K_{ТТВН}) = 12253 / (83,98 \cdot 150 / 5) = 4,86 < 16$$

Следовательно применяется самоадаптирующееся торможение.

Определение минимального тока срабатывания с учетом, что  $K_{пер} = 1,0$

где  $\varepsilon=0,1$  погрешность ТТ.

$$I_{C3} > 1,1 \left( K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right), \quad (2.55)$$

$$I_{C3} > 1,1 \left( 1 \cdot 0,1 + \frac{9 \cdot 1,78 / 100}{1 - 9 \cdot 1,78 / 100} + 0,02 \right) = 0,26.$$

Принимаем к установке  $I_{C3} = 30\%$ .

Крутизна первого наклонного участка тормозной характеристики определяется:

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( K_{nep} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{pez}}{1 - \Delta U_{pez}} + 0,02 \right). \quad (2.56)$$

$$\frac{I_d}{I_t} = 1,1 \left( 2,0 \cdot 0,1 + \frac{0,1068}{1 - 0,1068} + 0,02 \right) = 0,37.$$

Принимаем  $I_d/I_t = 37\%$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot \frac{I_d}{I_t} \sqrt[3]{\min I_{БР.НАМ.1*}, I_{БР.НАМ.2*}, I_{БР.НАМ.3*}}^4, \quad (2.57)$$

где  $I_{БР.НАМ.i}$  - значение броска тока намагничивания силового трансформатора со стороны соответствующей обмотки приведенное к номинальному току этой обмотки.

$$SLP \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot 0,37 \sqrt[3]{4,32^4} = 3,95.$$

Принимаем к установке  $SLP=3,5$ .

Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики ( $I_d/I_{t2}$ ) по рекомендации производителя принимается равной 60-70%.

Принимаем к установке  $I_d/I_{t2} = 65\%$

Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки.

Отстройка от броска намагничивания.

$$I_{dmax} \geq K_{omc} \cdot K_{ТТ},$$

где  $K_{отс} = 1,4$

$$I_{dmax} \geq 1,4 \cdot 150/5 = 42 \%$$

Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания.

$$K_{110} = 12253 / (83,98 * 150 / 5) = 4,86$$

Тогда ток срабатывания

$$I_{dmax} \geq K_{отс} * K_{НБ} * K_{110} \quad (2.58)$$

где  $K_{отс} = 1,1$  – коэффициент отстройки,

$K_{НБ}$  – коэффициент небаланса, принимается равным 0,7 если со всех сторон трансформатора установлены ТТ с номинальным вторичным током 5 А.

$$I_{dmax} \geq 1,1 * 0,7 * 4,86 = 3,745 \%$$

Принимаем  $I_{dmax} = 3,8 \%$

Максимальная токовая защита от внешних многофазных КЗ на базе микропроцессоров Seram.

1. Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока:

$$I_{CЗ} \geq \frac{K_H \cdot K_{CЗ}}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАХ} \quad (2.59)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности принимаемый равным 1,1;

$K_B$  – коэффициент возврата принимаем 0,935;

$K_{CЗ}$  – коэффициент самозапуска нагрузки после отключения внешнего КЗ, определяемый для обобщенной нагрузки по кривым [1];

$$I_{РАБ.МАХ} = 1,4 * I_0 = 1,4 * 83,98 = 117,572 \text{ А}$$

Определение коэффициента самозапуска:

$$K_{КЗ} = \frac{I_{РАБ.МАХ}}{I_{К.МАХ}^3}; \quad (2.60)$$

$$K_{КЗ} = \frac{117,572}{2346} = 0,05$$

По кривой зависимости находим  $K_{CЗ} = 1,15$  [1]

Расчетный ток срабатывания защиты (приведен к напряжению 110 кВ).

$$I_{CЗ} \geq \frac{1,1 * 1,15}{0,935} * 117,572 = 159,068 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности

$$Kч = I_{КЗ}^{(2)} \min / I_{CЗ} = 2346 / 159,068 = 14,75 > 1.5.$$

Токовая защита от перегрузок.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{НОМ.ТР}; \quad (2.61)$$

где  $K_H=1,1$ ;  $K_B=0,935$  ;

$$I_{CЗ} = \frac{1,1}{0,935} \cdot 83,98 = 98,8 \text{ А}$$

Газовая защита.

Действие защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа [1]. Защита выполняется на основе реле ВФ-80/Q.

Расчет автоматики.

Система автоматического ввода резерва дает возможность управления источниками питания в распределительных сетях СН. При этом применяется устройство определения наличия напряжения и токов КЗ на вводах [1].

Режимы выбираются при помощи программного обеспечения для конфигурирования Easergy T200S.

Произведем выбор установок УАВР:

I ступень:

$$U_{CP1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{НОМ} \quad (2.62)$$

$$U_{CP1} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ кВ}$$

Выдержка времени:

$$t_{ABP1} = t_{CЗ(MAX)} + \Delta t \quad (2.63)$$

где  $t_{CЗ(MAX)}=9\text{с}$  – максимальное время срабатывания защиты присоединения

$\Delta t$  – ступень селективности, с.

$$t_{ABP1} = 9 + 0,5 = 9,5\text{с}$$

II ступень:

$$U_{CP2} = (0,65 - 0,7) \cdot U_{NOM} \quad (2.64)$$

$$U_{CP1} = 0,7 \cdot 10 = 7 \text{ кВ}$$

Выдержка времени:

$$t_{ABP2} = t_{CB} + t_{ЗАП} \quad (2.65)$$

где  $t_{CB} = 1 \text{ с}$  – время включения секционного выключателя;

$t_{ЗАП} = 0,3 - 0,5 \text{ с}$  – запас.

$$t_{ABP1} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с}$$

## 2.6 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке собственных нужд РУ. Расчётная нагрузка потребителей собственных нужд приведена в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Нагрузка собственных нужд РУ

Потребитель	Установленная мощность			cosφ	tgφ	Нагрузка	
	На единицу	Число приёмников	Всего, кВт			P, кВт	Q, квар
Устройство РПН	3,3	2	6,6	0,95	0,33	6,6	2,17
Обогрев шкафов зажимов ОРУ	0,6	19	11,4	1	0,00	11,4	0,00
Отопление, освещение, вентиляция РУ-10 кВ	7	-	7	0,97	0,25	7	1,75
Освещение ОРУ	10	-	10	0,75	0,88	10	8,82
Аппаратура связи и телемеханики	8,7	-	8,7	0,85	0,62	8,7	5,39
Маслохозяйство	75	-	75	1	0,00	75	0,00
Итого						118,7	18,13

Суммарная расчётная нагрузка потребителей собственных нужд для двух трансформаторов:

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{P_{РАСЧ}^2 + Q_{РАСЧ}^2} / 2, \text{ кВА.} \quad (2.66)$$

$$S_{РАСЧ} = \sqrt{118,7^2 + 18,13^2} / 2 = 60,04 \text{ кВА.}$$

В РУ установлены два трансформатора собственных нужд на системе шин 10 кВ. Сравним варианты исполнения ТСН.

Таблица 2.18 – Сравнительная техническая характеристика ТСН

Сравнительные величины	ТСЗ-100/10	ТМГ-100/10	ТС-100/10
Номинальное напряжение ВН, кВ	10	10	10
Номинальное напряжение НН, кВ	0,4	0,4	0,4
Напряжение к.з.,%	4,5	4,5	4,5
Потери холостого хода, кВт	0,306	0,28	0,4
Потери к.з., кВт	2,0	2,0	1,72
Ток холостого хода, %	2,2	1,9	2,1
Масса, кг	750	495	505
Полный срок службы, лет	30	40	30

В аварийном режиме нагрузка трансформатора СН составит

$$K_z = \frac{2 * 60,04}{100} = 1,21 < 1,4; \text{ что соответствует норме.}$$

Принимаем к установке трансформаторы ТМГ-100/10, мощности трансформатора будет достаточно и при работе в аварийном режиме.

## 2.7 Выбор типа комплектных распределительных устройств (КРУ)

На стороне 10 кВ наиболее мощным присоединением является присоединение непосредственно шин 10 кВ.

$$I_{норм} = \frac{15824,062}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 456,815 \text{ А}$$

В режиме аварийной нагрузки:

$$I_{ав} = \frac{15824,062}{\sqrt{3} \cdot 10} = 913,629 \text{ А}$$

Выбираем современное оборудование КРУ серии «К-132 «НОВАТОР» производства ГК «МОСЭЛЕКТРО» на номинальный ток 1000 А.

Таблица 2.19 – Характеристики КРУ серии «К-132 «НОВАТОР»

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток главных цепей, А	до 1000
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.3-96	нормальная изоляция (уровень «а», «б»)
Вид изоляции токоведущих частей	комбинированная, (воздушная, твердая)
Вид линейных высоковольтных присоединений	кабельные, шинные

Продолжение таблицы 2.19

Наличие в КРУ выкатных элементов	на выкатных основаниях
Условия обслуживания	одностороннее, двухстороннее*
Наличие двери в отсеке выкатного элемента	с дверью
Вид основных шкафов в зависимости от встроенной аппаратуры и присоединения	ШВВ - шкаф с выключателем ШШР - шкаф с разъединителем ШТН - шкаф с ТН ШТСН - с ТСН
Тип кабельных разделок	с термоусаживаемыми перчатками
Вид управления	местное дистанционное
Вид поставки	отдельными шкафами в БМЗ
Габаритные размеры шкафа КРУ, мм	
ширина	750
глубина	1250
высота	2310
Масса шкафа, кг	500-700
Срок службы, лет	30

Основные преимущества КРУ серии «К-132 «НОВАТОР»:

- Малогабаритность конструкции.
- Наличие современных микропроцессорных устройств в комплексе с выключателями для обеспечения надежности и стабильности эксплуатации.
- Быстродействующая дуговая защита на основе волоконно-оптических датчиков.
- Наличие активной мнемосхемы.
- Быстродействующий (с взводной пружиной) заземляющий разъединитель.
- Современная система механических блокировок ЗР и ВЭ от неправильных действий оператора заградительного типа, блокирующая не сами механизмы, а доступ для оперирования ими и исключаяющая возможность срыва (снятия) блокировки при приложении чрезмерных усилий и применении нештатного инструмента.
- Наличие дополнительных (не установленных ГОСТ 14693) механических блокировок, повышающих безопасность обслуживающего персонала.

### **3 Обеспечение безопасности эксплуатационного и ремонтного персонала**

Подстанция относится к категории особо опасных, так как имеется более двух условий повышенной опасности, а именно: наружное размещение электроустановок, влияние метеорологических условий и другие. К РУ 10 кВ предъявляются следующие основные требования: надежность работы; удобство и безопасность обслуживания; пожаробезопасность; экономичность. Условия работы для обслуживающего персонала соответствуют санитарно-гигиеническим нормам. Температура окружающего воздуха в помещении в холодный и переходный сезоны года поддерживается в пределах 18-20°С, относительная влажность воздуха составляет 60% для категории работ средней тяжести.

#### **3.1 Выбор системы нейтрали в низковольтной сети**

Более прогрессивная и безопасная по сравнению с TN-C система нейтрали с разделенными рабочим и защитным нолями TN-S была разработана и внедрена в 30-е годы прошлого века [30]. При высоком уровне электробезопасности людей и оборудования это решение имеет один, но достаточно очень существенный недостаток — высокую стоимость. Так как разделение рабочего (N) и защитного (PE) ноля реализовано сразу на станции, подача трехфазного напряжения производится по пяти проводам, однофазного — по трем. Для подключения обоих нулевых проводников на стороне источника используется глухозаземленная нейтраль генератора или трансформатора.

В ГОСТ Р50571 и обновленной редакции ПУЭ содержится предписание об устройстве на всем ответственных объектах, а также строящихся и капитально ремонтируемых зданиях энергоснабжения на основе системы TN-S, обеспечивающей высокий уровень электробезопасности. С целью удешевления оптимальной по безопасности, но финансово емкой системы TN-S с разделенными нулевыми проводниками

N и PE, было создано решение, позволяющее использовать ее преимущества с меньшим бюджетом, незначительно превышающим расходы на энергоснабжение по системе TN-C. Суть данного способа подключения состоит в том, что с станции осуществляется подача электричества с использованием комбинированного нуля «PEN», подключенного к глухозаземленной нейтрали, который при входе в здание разветвляется на «PE» - ноль защитный, и еще один проводник, исполняющий на стороне потребителя функцию рабочего ноля «N»(рисунок 2.11). Защитный провод PE выполнен в виде перемычки между металлическим корпусом электроприбора и заземляющим контуром. Подключение потребителя к однофазной сети осуществляется одним фазным проводом и нейтралью PN с последующим заземлением корпуса выполненного из металла.

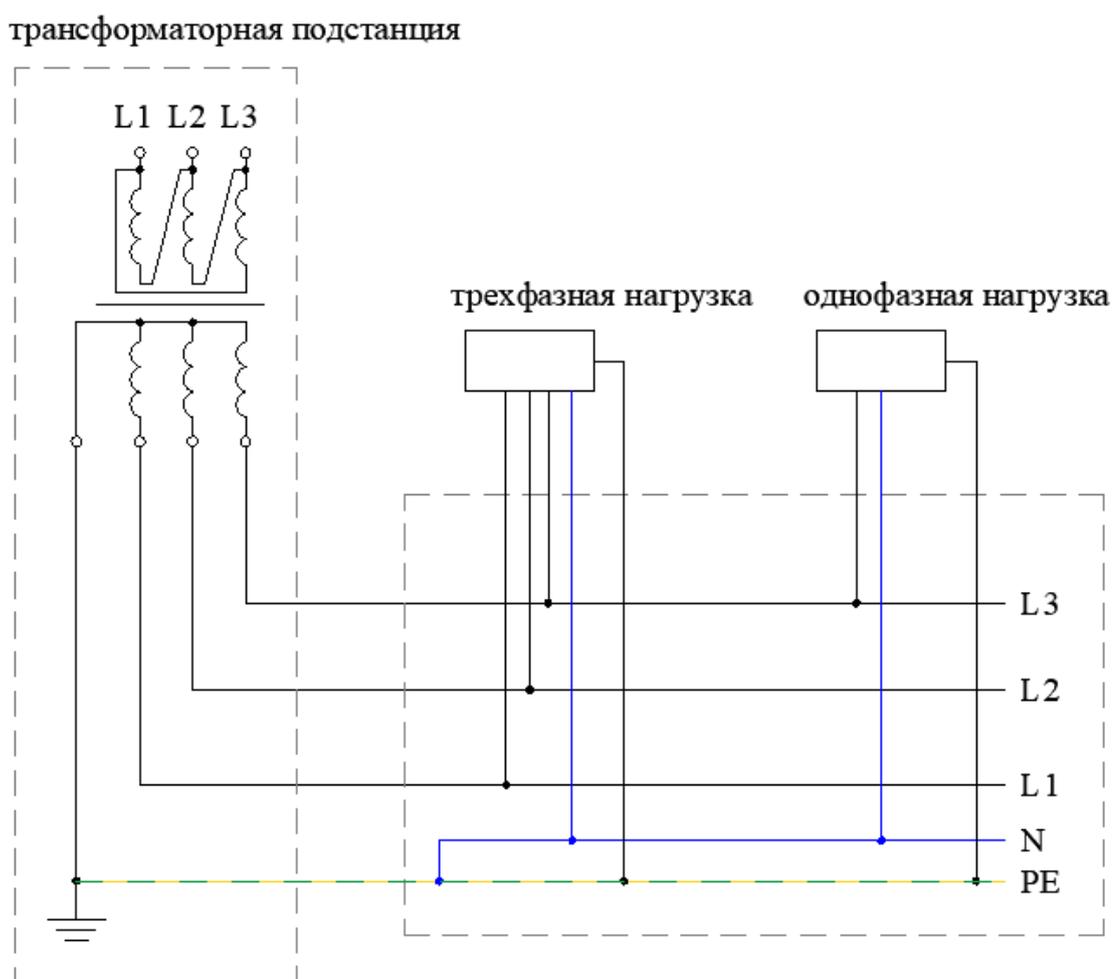


Рисунок 3.1 – Система нейтрали TN-C-S

Таким образом, внедрение системы нейтрали TN-C-S позволит эффективно использовать УЗО и обеспечит высокий уровень электробезопасности.

### **3.2 Обеспечение электробезопасности с помощью УЗО**

Принцип работы устройства защитного отключения- УЗО состоит в том, что оно постоянно контролирует входной сигнал и сравнивает его с наперед заданной величиной (уставкой). Например, значения уставок должны выбираться для сетей с глухозаземленной нейтралью - из ряда 0,002; 0,006; 0,01; 0,02; 0,03; 0,1; 0,3; 0,5; 1,0 А. Если входной сигнал превышает уставку, то устройство срабатывает и отключает защищенную электроустановку от сети.

Для того, чтобы реально защитить человека от поражения электрическим током, необходимо устройство, отслеживающее утечку тока из цепи (ту, которую создаст ток, протекающий через тело человека). Защита людей производится УЗО с уставками 10 мА [12]. Рабочей системой заземления принимается TN-C-S — нулевой рабочий и нулевой защитный проводники объединены в одном проводнике в какой- то ее части, начиная от источника питания до ввода в здание, такую систему возможно расщепить на проводник N и проводник PE. После расщепления такая система требует повторного заземления.

Принимаем к установке УЗО, совмещенные с автоматическими выключателями(дифференциальные автоматы) марки ВД1-63 фирмы IEK.

Таким образом, при начале прохождения электрического тока через тело человека УЗО отключится, и последствия электротравмы будут сведены к минимуму.



Рисунок 3.2- Устройство защитного отключения ВД1-63 фирмы IЕК

### 3.3 Система выравнивания потенциалов

Под системой выравнивания потенциалов подразумевается специальное соединение металлических конструкций, проводящих ток таким образом, что между ними не создается разности потенциалов. И, как следствие, риск поражения током также отсутствует. Разность потенциалов возникает на фоне разных явлений: атмосферные перенапряжения; блуждающий ток; статическое напряжение; циркулирующий ток заземления. Однако утечка тока из электропроводки по металлическим конструкциям, которых в производственных и бытовых помещениях много, наиболее опасна. Через корпуса оборудования и приборов тоже может проскочить потенциал. Иными словами, если между всеми изделиями, поверхностями или конструкциями имеется соединение, то у них у всех одинаковый электрический потенциал. А раз отсутствует разница потенциалов, то и напряжения не возникнет [12].

Установка элементов системы начинается в процессе строительства. При создании фундамента, по всему периметру будущего сооружения прокладывается металлическая шина. Это замкнутый проводник (стальная полоса или арматура) с приваренными ответвлениями для соединения с

заземлителями, и для внутренней разводки проводников. Для обеспечения равномерного растекания потенциала в физическую землю, по контуру здания устанавливается несколько групп заземлителей на равном расстоянии. По возможности, между ними обеспечивается равное расстояние. От общей шины выполняются разветвления в каждую секцию (подъезд), где устанавливается вводной щит питания. Формируется щиток заземления, соединенный с системой выравнивания потенциалов. Соединения выполняются проводами марки ВВГнг-LS 1\*6 мм<sup>2</sup>.

Щиток заземления располагается в щитовой, или в подвальном помещении. Доступ к щитку должен быть ограничен. К обслуживанию допускаются только представители энергокомпании, или ГУП. Далее, к фундаментной шине присоединяется стеновая арматура здания. Сетка выравнивания потенциалов прокладывается в полу и выполняется стальной полосой 50\*5 мм.

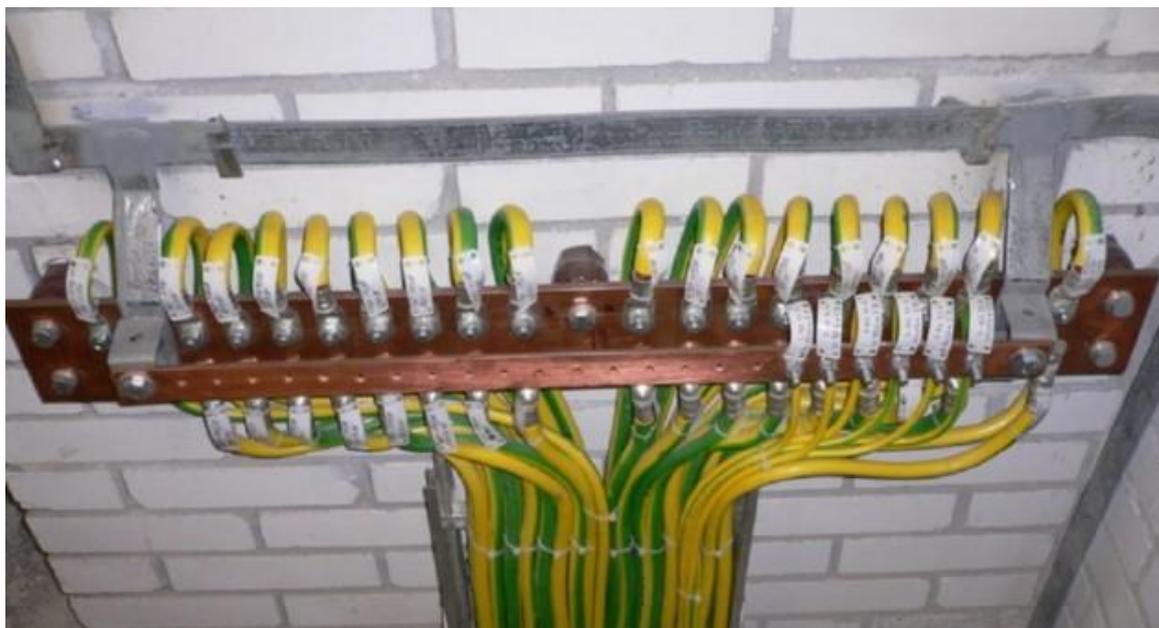


Рисунок 3.3- Шина системы выравнивания потенциалов

Вся контурная (каркасная) система соединяется между собой с помощью сварки. Только после проверки надежности и электропроводности соединения, производится окончательная заливка бетоном. К вертикальным элементам системы приваривается арматура перекрытия. При

необходимости, выполняются шинные переходы из помещения в помещение(рисунок 3.4).

Обязательно выполняются отводы в виде арматуры или стальных полос в шахты, по которым прокладываются вертикальные трубопроводы (стояки). После монтажа систем водоснабжения и канализации, к стальным трубам привариваются проводники для соединения с системой выравнивания потенциалов.



Рисунок 3.4- Шинный переход из помещения в помещение

Таким образом, внедрение системы выравнивания потенциалов позволит получить высокий уровень электробезопасности.

### **3.4 Расчёт контура заземления**

1. Намечаю расположение вертикальных электродов в два ряда. Вертикальный заземлитель выполняю из угловой стали длиной 3 м и 50\*50мм и толщиной полок 6 мм.

2. Минимальное допустимое сопротивление со стороны 0,4 кВ  $R_3=4$  Ом, согласно ПУЭ.

3. Учитывая естественный заземлитель  $R_e$ , рассчитаем сопротивление ЗУ:

$$R_u = R_e \cdot R_3 / (R_e - R_3) \quad (3.1)$$

$$R_u = 10 \cdot 4 / (10 - 4) = 6,67 \text{ Ом}$$

4. Удельное сопротивление грунта для вертикальных и горизонтальных электродов с учетом коэффициента сезонности  $K_c$ :

$$\rho_{pv} = \rho \cdot K_{cb} = 100 \cdot 1,7 = 170 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$\rho_{pg} = \rho \cdot K_{cg} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

5. Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя:

$$R_{овз} = \rho_{pv} \cdot (\ln 2 \cdot l / d + 0,5 \cdot \ln 4 \cdot t + l / 4 \cdot t - l) / (2 \cdot \pi \cdot l) \quad (2.74)$$

где  $t$ - расстояние от поверхности до центра вертикального электрода, м.

$$R_{овз} = 170 \cdot (\ln 2 \cdot 3 / 0,025 + 0,5 \cdot \frac{\ln 4 \cdot 1,95 + 3 / 4 \cdot 1,95 - 3}{2 \cdot \pi \cdot 3}) =$$

$$= 60,962 \text{ Ом}$$

6. Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов  $R_{гэ}$  с учетом экранирования  $K_{игэ}$ :

$$R_{гэ} = \rho_{pg} \cdot (\ln l^2 / d \cdot t) / (2 \cdot \pi \cdot l) \quad (3.2)$$

$$R_{гэ} = 450 \cdot (\ln 72^2 / 0,025 \cdot 0,7) / (2 \cdot \pi \cdot 72) = 30,05 \text{ Ом}$$

где  $l$ - длина горизонтальных электродов, м;

$t$ - расстояние от поверхности до центра горизонтального электрода, м;

$d = 0,5 \cdot b = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025$  м (для полосы шириной  $b$ )

$$R_{ргэ} = R_{гэ} / K_{игэ} \quad (3.3)$$

где  $K_{игэ}$ - коэффициент горизонтальных электродов.

$$R_{ргэ} = 30,05 / 0,39 = 77,051 \text{ Ом}$$

7. Уточненное сопротивление вертикальных электродов  $R_{вэ}$  с учетом горизонтального заземлителя.

$$R_{вэ} = R_{ргэ} \cdot R_u / (R_{ргэ} - R_u) \quad (3.4)$$

$$R_{вэ} = 77,051 \cdot 6,67 / (77,051 - 6,67) = 7,302 \text{ Ом}$$

8. Расчетное число вертикальных электродов при уточненном коэффициенте использования  $K_{иву}$ .

$$N_1 = R_{овэ} / (K_{ивэ} \cdot R_{вэ}) \quad (3.5)$$

$$N_1 = 60,962 / (0,39 \cdot 7,302) = 21,407$$

Округляем результат в большую сторону:  $N_1' = 22$  шт.

В итоге общее сопротивление заземлителя составит

$$R_3 = R_{гэ} \cdot R_{вэ} / (R_{гэ} + R_{вэ}) \cdot N / N_1' \quad (3.6)$$

$$R_3 = 30,05 \cdot 7,302 / (30,05 + 7,302) \cdot 21,407 / 22 = 3,891 \text{ Ом}$$

что меньше минимально допустимого  $R_3 = 4$  Ом, согласно ПУЭ [15].

Следовательно, рассчитанный контур заземления удовлетворяет требованиям.

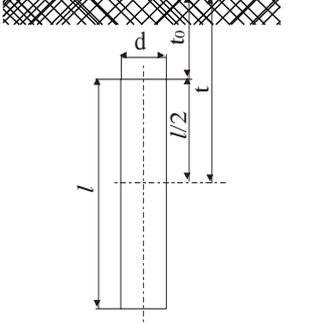
	$R_{овэ} = \rho_{рв} \cdot \left( \ln 2 \cdot \frac{l}{d} + 0,5 \right) \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} / (2 \cdot \pi \cdot l)$	$l \gg d;$ $t_0 \geq 0,5 \text{ м}$
--	--	--

Рисунок 3.5 - Схема вертикального заземлителя

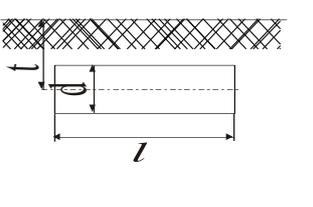
	$R_{гэ} = \rho_{пр} \cdot \left( \ln \frac{l^2}{d} \cdot t / (2 \cdot \pi \cdot l) \right)$	$l \gg d; l \gg 4t$ Для полосы шириной b: $d = 0,5 b$
---	---	---

Рисунок 3.6 - Схема горизонтального заземлителя

### 3.5 Молниезащита

Принцип устройства системы защиты от молнии – встретить на подлете к крыше молнию и вынудить ее таким образом изменить первоначальное направление, чтобы она, пройдя по стене, ушла в землю. Именно поэтому молниезащиту устраивают из основных трех частей,

собранных в точной последовательности: молниеприемник – токоотвод – заземлитель.

Устройства защиты для различных типов крыш, исходя из специфики материала для кровли может несколько и не совпадать. Молниезащита плоской кровли или крыш с небольшим уклоном организуется при помощи сетки, ячейка которой имеет определенный размер. Что же касается вентканалов, лифтовых и других надстроек или другого оборудования, вынесенного на крышу, то их защищают стержневыми молниеприемниками.

Наиболее ответственной частью проектирования в этом случае является выбор оптимального размещения молниеприемников. Одним из важных моментов здесь будет, как обезопасить оборудование и конструктивные элементы, расположенные на крыше, от непосредственного взаимодействия с каналом молнии.

Сетку из стальной полосы можно укладывать под гидроизоляционные слои, но при этом, согласно действующим нормам, тепло-и гидроизоляционные материалы должны быть сертифицированы на негорючесть. По другому варианту монтажа ее укладывают после выполнения гидроизоляции крыши, используя для этого специальные гравитационные опоры (держатели). На них закрепляют полосу на высоте порядка 8-10 см над крышей. Таким образом, решение получается не только эффективным, но и эстетичным.

Сетка молниезащиты на кровле представляет собой совокупность токоотводов из полосы. При монтаже полоса должна образовать на крыше квадраты со стороной 3-8 м. Если ячейки получились больше, чем допустимые, их необходимо разбить на более мелкие прямоугольники.

Отдельные ветки сетки молниеприемника соединяют посредством сварки или болтовым соединением. Сварочных работ для присоединения прутков можно избежать, используя универсальный соединитель или крестовые соединители.

После возведения стен, по наружной стене прокладывается токопроводящая шина для молниезащиты, устанавливаемой на крыше. Все эти проводники входят в систему выравнивания потенциалов(рисунок 3.7).



Рисунок 3.7- Токопроводящая шина для молниезащиты

### **3.6 Мероприятия по обеспечению безопасности труда и экологичности**

Для обеспечения безопасности эксплуатационного и ремонтного процесса в первую очередь необходимо проводить инструктажи и проверки по работе с оборудованием и использованию СИЗ.

СИЗ, выдаваемые работникам, должны соответствовать их полу, росту, размерам, а также характеру и условиям выполняемой ими работы. Выдача СИЗ должна проводиться в установленные сроки.

Также планируется установка информационных плакатов о правильном и неправильном использовании СИЗ, а также последствий от их неиспользования.

На всех предприятиях действует система обучения персонала способам опознания и профилактики вредных и опасных факторов на рабочих местах.

С каждым новым работником проводится инструктаж по безопасности, а также стажировка с закреплением за опытным наставником. На всех предприятиях должна проводиться регулярная аттестация руководителей и специалистов в сфере промышленной безопасности и охраны труда.

Основными мерами защиты от поражения электрическим током являются:

1. Обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением. Это достигается применением комплектных шинопроводов, их установкой на недоступной высоте от уровня пола.

2. Применение малого напряжения, защитного заземления и зануления.

Одной из причин производственного травматизма является неостаточное знание правил техники безопасности. Поэтому важными мерами по борьбе с производственным травматизмом и профессиональными заболеваниями являются качественное обучение и инструктирование производственного персонала.

На территории данной подстанции угрозу окружающей среде может нанести трансформаторное масло, находящееся в силовых трансформаторах. Для предотвращения растекания масла, распространения пожара и возможного попадания масла в артезианские воды при повреждении или аварии трансформатора на территории станции выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники, соответствующие требованиям. Габариты маслоприемника трансформатора и автотрансформатора на 1,5 метра больше габаритов самого трансформатора или автотрансформатора, что допускает сбор масла даже при его расплескивании и разбрызгивании. Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием масла, находящегося в трансформаторе.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения ВКР был произведен расчет проекта реконструкции электрической части РУ-10 кВ подстанции 110/10 кВ Винтай-2. Выполнены следующие задачи:

- систематизированы и проанализированы характеристики проектируемого объекта;
- определены максимальные нагрузки и выбраны трансформаторы собственных нужд;
- выбрано оборудование РУ;
- проведен расчет токов короткого замыкания;
- выбрано и проверено электрооборудование и токоведущие части;
- произведен расчет системы освещения на основе современных энергоэффективных светодиодных светильников;
- разработаны мероприятия по обеспечению безопасности и экологичности проекта;
- произведен расчет заземления и молниезащиты.

Выбранное оборудование проверено по длительному рабочему току и напряжению, электродинамической и термической стойкости. Величины токов и напряжений не превышают допустимых значений, определённых для выбранного типа оборудования. Современное оборудование имеет большой коммутационный и технический ресурс, высокую надежность в работе, низкую трудоемкостью проведения ремонтных работ и большой межремонтный цикл, соответствует природоохранным и противопожарным требованиям.

Проведение модернизации РУ согласно данному проекту позволит снизить аварийность, производственный травматизм, недоотпуск электроэнергии и связанные с вышеперечисленным экономические убытки и издержки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2015. 256 с.
2. Волков С.П. Учебно-методический комплекс дисциплины для студентов специальностей 140204 "Электрические станции", 140205 "Электроэнергетические системы и сети", 140211 "Электроснабжение", 140203 "Релейная Защита И Автоматизация. Москва: Огни, 2016. 363 с.
3. Гуревич Ю.Е., Кабиков К.В. Особенности электроснабжения, ориентированного на бесперебойную работу промышленного потребителя - М.: Торус Пресс, 2015. 408 с.
4. ГОСТ 14209-85. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. М.: Энергия, 2018. 39 с.
5. ГОСТ 12.1.030-81 (2001) ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. М.: Энергия, 2018. 66 с.
6. Дубинский Г.Н., Левин Л.Г. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 вольт. М.: Солон-Пресс, 2015. 416 с.
7. Кудрин Б.И., Жилин Б.В., Матюнина Ю.В. Электроснабжение потребителей и режимы: учебное пособие. М.: МЭИ, 2016. 412 с.
8. Кудрин Б. И. Электроснабжение. М.: Academia, 2017. 352 с.
9. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. М.: Додэка XXI, 2016. 336 с.
10. Миллер Г. Р. Автоматизация в системах электроснабжения. М.: Государственное энергетическое издательство, 2016. 176 с.
11. Можяева С.В. Экономика энергетического производства: учебное пособие. СПб.: Издательство «Лань», 2018. 208 с.
12. Князевский Б.А. Охрана труда в энергетике: учебник для техникумов. М.: Энергопромиздат, 2017. 376 с.
13. Полуянович Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий. М.: Лань, 2016. 400 с.

14. Правила. Методики. Инструкции. Выпуск 18. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Энергосервис, 2016. 308 с.
15. Правила устройства электроустановок, издание 7. М.: Энергия, 2018. 648 с.
16. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. М.: Энергия, 2018. 45 с.
17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.: Энергия, 2018. 69 с.
18. Реконструкция ПС 110/10 кВ Винтай-2. Проектная документация, 2018.
19. Сибикин Ю. Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: учебное пособие. М.: Форум, Инфра-М, 2017. 384 с.
20. Страусс Кобус Системы автоматизации и коммуникации в сетях электроснабжения. М.: Группа ИДТ, 2015. 256 с.
21. Справочник энергетика строительной организации: Электроснабжение организации. Том 1/ под ред. В.Г. Сенчев. Л.: Стройиздат; издание 2-е, перераб. и доп., 2015. 640 с.
22. Фролов Ю. М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2015. 480 с.
23. Хорольский В. Я., Таранов М.А. Надежность электроснабжения. М.: Форум, Инфра-М, 2017. 128 с.
24. Хорольский В. Я., Таранов М.А. Эксплуатация систем электроснабжения. М.: Дрофа, 2016. 288 с.
25. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. М.: Форум, Инфра-М, 2015. 216 с.
26. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования: учебное пособие. М.: Форум, 2017. 216 с.

27. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра-М, 2016. 136 с.
28. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Энергия, 2017. 387 с.
29. Юндин М. А., Королев А.М. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению. М.: Лань, 2016. 320 с.
30. Филиппов С.А. Выбор аппаратов защиты для элементов низковольтной электрической сети: методические указания. Чита: ЧитГТУ , 2017. 28 с.
31. Biegelmeier G. Electro supply system. Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. 428 p.
32. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2015, №2. p. 44-50.
33. Ferris L.D., King B.G., Spens P.W. Effect of electric shock on the heart // El. Eng. Vol. 55. P. 498. Trans AIEE. 2016. Vol. 6. P. 498-515.
34. Школа для электрика. [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/> (дата обращения 20.05.2019)
35. Онлайн-электрик. [Электронный ресурс]. URL: <https://online-electric.ru/> (дата обращения 10.04.2019)