

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

Факультет энергетический


Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина

« 12 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Садовый  
в городе Большой Камень Приморского края

Исполнитель


студент группы 542-об4

  
14.06.2019 г.  
подпись, дата

И.В. Коваленко

Руководитель

доцент

  
14.06.2019 г.  
подпись, дата

П.П. Проценко

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

  
10.06.2019 г.  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

  
13.06.19 г.  
подпись, дата

Н.С. Бодруг

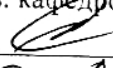
Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Коваленко  
Ивана Васильевича 1.

Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения микрорайона  
садов в г.р. Большая Намь Приморского края

(утверждено приказом от 04.04.19 № 458-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.19г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по

предыдущей работе, ПУЭ, генеральной схемы, сметы, проектные  
схемы электроснабжения

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-  
просов):

Общая характеристика района проектирования, расчет потерь в  
линиях 0,4 кВ, выбор типа и мощности трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-  
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи - 6 шт

таблицы 23, рисунков 4, Однолинейная схема 10/0,4 кВ, Ременная  
защита КВ 10 кВ; Заемные КТП 10/0,4 кВ.

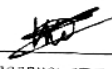
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним  
разделов) Консультант по безопасности и экологичности

А.Б. Буланов

7. Дата выдачи задания 05.04.19г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко Т.П., доцент  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, 4 рисунка, 23 таблицы, 23 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе проведено проектирование системы электроснабжения микрорайона «Садовый» города Большой Камень.

Дано описание района; произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, кабельных линий, определена надёжность работы подстанции «Садовая».

Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки низковольтного и высоковольтного электрооборудования; зоны защиты от прямых ударов молнии, рассмотрен расчет релейной защиты трансформаторов и отходящих линий.

Рассмотрены правила техники безопасности при производстве монтажных и пусконаладочных работ; рассчитана экономическая часть и дана экономическая оценка проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Общая характеристика	8
1.1 Краткая характеристика проектируемого района	8
1.2 Климатическая характеристика района	9
1.3 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии	9
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	11
2.1 Расчет электрических нагрузок жилых домов	11
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	13
2.3 Расчет осветительной нагрузки	15
3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0.4 кВ	17
3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	18
3.2 Техничко-экономическое сравнение предлагаемых вариантов	19
3.3 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ	25
3.4 Определение потерь мощности, энергии и напряжения в сетях 0,4кВ	27
4 Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ	32
4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ	32
4.2 Выбор схемы и конструкции ТП	35
5 Выбор схемы и параметров распределительной сети 10 кВ	37
5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	37
5.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	38
5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	38
5.4 Выбор и проверка сечений распределительной сети 10 кВ	39
5.5 Определение потерь мощности.энергии и напряжения в сетях 10 кВ	40
6 Расчет токов короткого замыкания	42
6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	42
6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	45
7 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	49

8	Выбор и проверка оборудования	51
8.1	Выбор и проверка предохранителей	51
8.2	Выбор и проверка автоматических выключателей	53
8.3	Выбор и проверка оборудования на РП	54
8.3.1	Выбор комплектных распределительных устройств	54
8.3.2	Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ	55
8.3.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	57
8.3.4	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	64
8.3.5	Выбор шинных конструкций	66
9	Заземление и молниезащита	68
9.1	Выбор и проверка заземления ТП 10/0,4	68
9.2	Молниезащита ПС или РП	72
9.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	73
10	Релейная защита и автоматика	77
10.1	Защита кабельных или воздушных линий	77
10.1.1	Максимальная токовая защита линий	79
10.1.2	Токовая отсечка без выдержки времени	82
10.1.3	Защита от однофазных замыканий на землю	84
10.2	Автоматический ввод резерва	85
11	Безопасность и экологичность	86
11.1	Безопасность проекта	86
11.2	Экологичность	89
11.3	Чрезвычайные ситуации	93
	Заключение	98
	Библиографический список	100

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
КЛ	-	кабельная линия
КТПН	-	комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки
ЧС	-	чрезвычайные ситуации

## ВВЕДЕНИЕ

Основным признаком эффективности городской системы электроснабжения является ее динамичное развитие и расширение за счет ввода в работу новых объектов.

Город постепенно развивается, электрические нагрузки - постоянно меняющаяся величина: подключаются новые потребители, постепенно растет нагрузка на вводе в дома, так как увеличивается насыщение бытовыми приборами.

Целью написания выпускной квалификационной работы является проектирование системы электроснабжения микрорайона «Садовый» города Большой Камень, так как система электроснабжения устарела физически и морально, а именно не удовлетворяет требованиям по надёжности и способности обеспечивать потребителей необходимым количеством электроэнергии.

Также в выпускной квалификационной работе представлены разделы экономики и безопасности жизнедеятельности, где рассматриваются задачи организации труда, стоимость электрооборудования и электромонтажных работ, вопросы охраны труда работников, безопасных методов производства электромонтажных работ.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

## 1.1 Краткая характеристика проектируемого района

Значительная часть города Большой Камень питается от городской подстанции Садовая 110/10 кВ.

### 1.1.1 Физико-географическое описание г. Большой Камень

Большой Камень — город, центр одноимённого городского округа в Приморском крае России. Расположен в 30 км к востоку от Владивостока на противоположном берегу Уссурийского залива Японского моря.



Рисунок 1 – Расположение города Большой Камень



Территория города занимает 2,6 тыс. км<sup>2</sup>. Районным центром является город Большой Камень. Расстояние от районного центра до Владивостока - 30 км. В городе 37 районов. Форма расселения равномерная, с незначительным изменением густоты населенных пунктов в заболоченных местах.

Численность наличного населения города на 1 января 2019 года составила 38,1 тыс. человек (0,5% населения края). Плотность населения - 340 человека на 1 км<sup>2</sup>.

Промышленные предприятия в основном выпускают судоходные суда и занимаются переработкой рыбы.

## **1.2 Климатическая характеристика района**

По агроклиматическому районированию территория муниципального образования входит в район, который характеризуется, как теплый и влажный, с холодной зимой. Средняя температура января минус 13,1<sup>0</sup>С, июля 21,0<sup>0</sup>С. Экстремальные температуры составляют минус 30<sup>0</sup>С в январе и 35<sup>0</sup>С в июле. Расчетные температуры для отопления и вентиляции соответственно равны – 22<sup>0</sup>С и 15<sup>0</sup>С.

Относительная влажность воздуха наибольших значений достигает летом (85-90%), наименьших зимой (61-63%).

В холодный период на территории преобладают северные ветры, в теплый – юго-западные. Среднегодовая скорость ветра достигает 3,4 м/с. Сильные ветры со скоростью более 15 м/с, повторяются в среднем 11 дней в году

Воздушные линии электропередач и линии связи подвержены воздействиям атмосферных процессов. Механические нагрузки на провода и опоры определяются, прежде всего, скоростью ветра, гололедно-изморозевыми отложениями и грозовой деятельностью. Правильный выбор внешних расчетных параметров, формирующихся под воздействием климата, обеспечивает надежность работы ЛЭП и ЛС.

Основные характеристики климатических условий города Большой Камень:

- относится к четвертому району по ветровой нагрузке при гололеде (ме-

нее 150 г/м);

- к четвертому району по давлению ветра 400 Па (25 м/с);
- по среднегодовой продолжительности гроз от 10 до 20 часов;
- четвертый район по толщине стенки гололеда (менее 10,0 мм).

### **1.3 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии**

Подстанция ПС 110/10 кВ Садовая предназначена для электроснабжения существующих и вновь вводимых нагрузок в городе Большой Камень. Подстанция питается по одной линии выполненной проводом ААБЛУ (2.1 км)

Подстанция питает по 2 фидерам 31 трансформаторную подстанцию типа ТМ. Фидера прокладываются в земляных траншеях.

Данные ТП осуществляют электроснабжение потребителей со стороны 0,4кВ. Электроприемники проектируемого микрорайона, согласно ПУЭ, относятся ко второй и третьей категории.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

### 2.1 Расчет электрических нагрузок жилых домов

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

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

где  $p_{кв.уд}$  - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв [3];

$n$  - количество квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.л} + P_{сту}, \quad (2)$$

где  $P_{р.л}$  - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{сту}$  - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др. санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni}, \quad (3)$$

где  $k'_c$  - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется зависимостью от количества лифтов [3];

$P_{ni}$  - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном проекте принимается равной 8 кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (4)$$

где  $P_{CTVi}$  - мощность электродвигателей СТУ, приходящаяся на один подъезд, 5 кВт;

$n$  - количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (5)$$

где  $k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников [3].

Рассмотрим пример расчета здания №1.

$$P_{кв} = 2,8 \cdot 60 = 168 \text{ кВт};$$

$$P_{cmy} = 1 \cdot \sum_{i=1}^2 5 + 5 = 10 \text{ кВт};$$

$$P_{p.ж.д} = 168 + (0,9 \cdot 20) = 186 \text{ кВт}.$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

## 2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений. Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{p.общ.зд} = P_{уд.общ.зд} \cdot n, \quad (7)$$

где  $P_{уд.общ.зд}$  - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [3];

$n$  - количественный показатель, учащийся, место, кв. метры.

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок

№ дом	Объект	$P_{уд}$	$n$	$P$	$tg$	$Q$	$P_{\Sigma}$	$Q_{\Sigma}$	$S_{\Sigma}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	192,25	51,78	199,34
	Встроенный магазин	0,25	25	6,25	0,75	4,68			
	сту	5	4	20	0,75	15			
2	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	186	47,1	191,87
	сту	5	4	20	0,75	15			
3	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	186	47,1	191,87
	Сту	5	4	20	0,75	15			
4	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	186	47,1	191,87
	Сту	5	4	20	0,75	15			
5	Жилой дом 9 эт.,	1,95	100	195	0,2	39	228,02	68,625	238,12
	Сту	5	2	10	0,75	7,5			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Лифт	8	2	12,8	1,17	14,976			
	Встроенный магазин	0,25	50	12,5	0,75	9,375			
15	Жилой дом 9 эт.,	1,95	100	195	0,2	39	228,02	66,75	232,79
	Встроенный магазин	0,25	30	7,5	0,75	5,625			
	сту Лифт	5 8	2 2	10 12,8	0,75 1,17	7,5 14,976			
12	Жилой дом 9 эт.,	1,95	100	195	0,2	39	215,52	59,25	223,52
	Сту	5	2	10	0,75	7,5			
	Лифт	8	2	12,8	1,17	14,976			
11	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	186	47,1	191,87
	Сту	5	4	20	0,75	15			
18	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	186	47,1	191,87
	Сту	5	4	20	0,75	15			
10	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	194,75	53,66	202
	Встроенный магазин	0,25	35	8,75	0,75	6,56			
	Сту	5	4	20	0,75	15			
13	Жилой дом 5 эт.,	2,8	60	168	0,2	33,6	194,75	55,35	197,89
	Парикмахерская	1,5	2	3	0,25	0,75			
	Встроенный магазин	0,25	40	10	0,75	7,5			
	Сту	5	4	20	0,75	15			
14	Жилой дом 9 эт.,	1,95	100	195	0,2	39	215,52	59,25	223,51
	Лифт	8	2	12,8	1,17	14,976			
	Сту	5	2	10	0,75	7,5			
16	Жилой дом 9 эт.,	1,95	100	195	0,2	39	215,52	59,25	223,51
	Лифт	8	2	12,8	1,17	14,976			
	Сту	5	2	10	0,75	7,5			
7	Клиника	-	-	18,2	0,6	10,9	21,8	13,6	25,69
	сту	5	1	4	0,75	3			
9	Детский сад	-	-	92	0,25	23	95,6	25,7	98,99
	сту	5	1	4	0,75	3			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	Гаражи			37,5	0,25	9,4	37,5	9,4	38,66
6	Школа	-	-	125	0,25	31,25	128,6	33,95	133
	сту	5	1	4	0,75	3			
8	Торговый центр	-	-	250	0,2	50	253,6	52,7	259,01
	сту	5	1	4	0,75	3			

### 2.3 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки [16] и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L. \quad (8)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы со светильником типа РКУ01-125-008 и лампой ДРЛ125.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	$P_{oc}$ , кВт
Садовая	0,37 / 0,0075	3,9	1,44
Карла Маркса	0,34 / 0,0075	3,9	1,33
Рабочая	0,37 / 0,0075	3,9	1,44
Лебедева	0,32 / 0,0075	3,9	1,24
Итого	1,44		5,45

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0.4 кВ

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс.}} + k_{\text{у.м1}} \cdot P_1 + k_{\text{у.м2}} \cdot P_2 + \dots + k_{\text{у.мi}} \cdot P_i, \quad (9)$$

где  $P_{\text{макс.}}$  – максимум нагрузки основного потребителя;

$k_{\text{у.мi}}$  – коэффициент участия в максимуме отдельного потребителя;

$P_i$  – расчётная мощность отдельного потребителя.

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{макс.}} + k_{\text{у.м1}} \cdot Q_1 + k_{\text{у.м2}} \cdot Q_2 + \dots + k_{\text{у.мi}} \cdot Q_i, \quad (10)$$

где  $Q_{\text{макс.}}$  - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, квар;

$Q_i$  - расчетная нагрузка других зданий, питающих по линии, квар;

$k_{\text{у.мi}}$  - коэффициент участия в максимуме, [1, таб.2.3.1.].

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом:



$$S_{ТП} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} ; \quad (11)$$

Приведем пример расчета первой ТП:

$$P_{ТП1} = 215,52 + 1 \cdot 192,25 + 1 \cdot 186 = 593,77 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП2} = 59,25 + 1 \cdot 51,78 + 1 \cdot 47,1 = 158,13 \text{ квар};$$

$$S_{ТП2} = \sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2} = \sqrt{593,77^2 + 158,13^2} = 614,73 \text{ кВА}.$$

Результаты расчета полной мощности нагрузки по микрорайону представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчеты полной мощности

Номер ТП	P, кВт	Q, квар	S, кВ·А
ТП1-1-2-12	593,77	158,13	614,73
ТП2-4-5-10	608,7	169,4	623,36
ТП3-8-9-13	522,6	124,65	537,26
ТП4-7-16-18	417,12	115,95	432,93
ТП5-17-14-15	457,3	132,8	476,19
ТП6-3-6-11	467,4	117,1	481,84

### 3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

К распределительной сети предъявляются следующие основные требования:

- сеть, прежде всего, должна обеспечивать установленный уровень надежности электроснабжения потребителей;
- стоимость сооружения сети, как и последующие ежегодные затраты на ее эксплуатацию, должны находиться в оптимальных пределах;

- во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество электрической энергии, имея в виду установленные уровни напряжений у потребителей.

Распределительные сети до 1000 В должны выполняться трёхфазными четырёхпроводными с глухим заземлением нейтрали на напряжение 380/220 В. Как показывают многочисленные расчёты, это напряжение является наиболее экономичным для жилых зданий и сооружений. Схема должна строиться таким образом, чтобы являлась наиболее экономичной и удобной в эксплуатации. Поврежденный участок должен легко обнаруживаться и быстро заменяться, при этом должно отключаться как можно меньше потребителей.

Различают следующие варианты схемы сети 0,4 кВ: петлевая, кольцевая, лучевая.

Наиболее надёжной и экономичной считается петлевая схема.

Кольцевая схема применяется в основном для питания потребителей третьей категории, т.к. в отличие от петлевой схемы питающие линии отходят от одной секции шин трансформатора.

Лучевые схемы питания используют для одиночных объектов. Лучи выполнены в виде двойной кабельной линии, что повышает надёжность электропитания потребителей офисных зданий, и многоквартирных жилых домов. Луч, выполненный в виде одиночной кабельной линии, применяется для питания небольшой группы потребителей, частного сектора. В данном проекте принимается петлевая схема электроснабжения.

### **3.2 Технико-экономическое сравнение предлагаемых вариантов**

При разработке системы электроснабжения особое внимание следует уделить построению распределительных сетей, которые представляют собой совокупность сетей 10 кВ и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Система внутреннего электроснабжения должна отвечать следующим требованиям:

- 1) надёжность электроснабжения потребителей в зависимости от их категорийности;
- 2) стоимость сооружения сетей, а также последующие ежегодные затраты

на ее эксплуатацию должны находиться в оптимальных пределах;

3) качество электрической энергии, поставляемой потребителю, должно соответствовать ГОСТ 13109-97.

В связи с непрерывным ростом нагрузки городских потребителей, проектируемая распределительная сеть должна иметь возможность дальнейшего развития по мере увеличения нагрузки, без его коренного переустройства. Сеть должна иметь простую схему, быть удобной в эксплуатации и безопасной для обслуживающего персонала.

Технико-экономические показатели распределительной сети определяются схемой ее построения. При этом стоит отметить, что какие-либо универсальные схемы отсутствуют. По мере развития городских электрических сетей, роста электропотребления, появления нового электрооборудования происходит совершенствования схем и разработка новых. При расширении системы электроснабжения для экономического обоснования проектных решений в экономической части проекта будет проведена оценка капиталовложений и рассчитан простой срок окупаемости проектируемой сети.

Радиальная схема

Расчет капиталовложений для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{л\sigma} + K_{об\sigma}, \quad (12)$$

где  $K_{л\sigma}$  - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб;

$K_{об}$  - капиталовложение на электрооборудование, тыс.руб;

Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие ЭП, на их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий определяются:

$$K_{\text{ит.л.}} = \sum(L_{\text{кл}} \cdot k_{\text{уд}}) + K_{\text{смп}}, \quad (13)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – удельная стоимость одного погонного метра линии;

$K_{\text{смп}}$  – стоимость строительно-монтажных работ по прокладке шинопроводов и кабельных линий, [14].

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{\text{л}} = 3141600 + 50000 = 3191600 \text{ руб}$$

Расчет капиталовложений оборудования. В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение КТП, трансформаторов тока, трансформаторы напряжения, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

В стоимость КТП будет входить вся комплектация (КРУ, ТТ, ТН, АВ)

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{\text{обор}\Sigma} = K_{\text{КТП}} + K_{\text{пред.}} + K_{\text{смп}} + K_{\text{пр.}}, \quad (14)$$

$$K_{\text{обор}\Sigma} = 6 \cdot 215000 + 7 \cdot 240000 + 310000 + 18 \cdot 430 + 45000 + 5000 = 3337740 \text{ руб}$$

где  $K_{\text{КТП}}$  – капиталовложения в КТП;

$K_{\text{пред.}}$  – капиталовложения в предохранители;

$K_{\text{смп}}$  – стоимость строительно-монтажных работ  $K_{\text{смп}} = 45000$  руб. [14];

$K_{\text{пр.}}$  – прочие затраты,  $K_{\text{пр.}} = 5000$  руб., [13].

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле (12):

$$K_{\Sigma} = 3191600 + 3337740 = 6479340 \text{ руб}$$

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_a = \frac{K_{\Sigma}}{T_{cl}} = \frac{6479340}{20} = 323967 \text{ руб.};$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.Л} + I_{P.O.ОБ} = \alpha_{P.O.Л} \cdot K_{Л} + \alpha_{P.O.ОБ} \cdot K_{ОБ} , \quad (15)$$

где  $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,004$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ [14].

$\alpha_{P.O.ОБ} = 0,037$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП и оборудования [14].

$$I_{P.O.} = 0,004 \cdot 3191600 + 0,037 \cdot 3337740 = 136262 \text{ руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} , \quad (16)$$

где  $\Delta W = 178360 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,064 \text{ руб.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$  – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Delta W} = 145655 \cdot 0,064 = 11415 \text{ руб}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{P.O} + I_A + I_{\Delta W} = 323967 + 136262 + 11415 = 471644 \text{ руб}$$

Кольцевая схема

Расчет капиталовложений для системы электроснабжения городского квартала:

$$K = K_{Л\Sigma} + K_{об\Sigma}, \quad (17)$$

где  $K_{Л\Sigma}$  - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб;

$K_{об}$  - капиталовложение на электрооборудование, тыс.руб;

Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие ЭП, на их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий определяются:

$$K_{пит.л.} = \sum(L_{КЛ} \cdot k_{УД}) + K_{смп}, \quad (18)$$

где  $k_{УД}$  – удельная стоимость 1 м линии;

$K_{смп}$  – стоимость строительно-монтажных работ по прокладке шинопроводов и кабельных линий [14].

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{л} = 2244000 + 50000 = 2294000 \text{ руб}$$

Расчет капиталовложений оборудования. В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение КТП, трансформаторов тока, трансформаторы напряжения, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

В стоимость КТП будет входить вся комплектация (КРУ, ТТ, ТН, АВ)

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строитель-но-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{обор\Sigma} = K_{КТП} + K_{пред.} + K_{смр} + K_{пр.} , \quad (19)$$

где  $K_{КТП}$  – капиталовложения в КТП;

$K_{пред.}$  – капиталовложения в предохранители;

$K_{смр}$  – стоимость строительно-монтажных работ  $K_{смр} = 45000$  руб., [14];

$K_{пр}$  – прочие затраты,  $K_{пр} = 5000$  руб., [13].

$$K_{обор\Sigma} = 6 \cdot 215000 + 7 \cdot 240000 + 310000 + 18 \cdot 430 + 45000 + 5000 + = 3337740 \text{ руб}$$

Общая сумма капиталовложений в схему, определится по формуле (80):

$$K_{\Sigma} = 2294000 + 3337740 = 5631740 \text{ руб}$$

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_a = \frac{K_{\Sigma}}{T_{сл}} = \frac{5631740}{20} = 281587 \text{ руб.}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.L} + I_{P.O.OB} = \alpha_{P.O.L} \cdot K_L + \alpha_{P.O.OB} \cdot K_{OB} , \quad (20)$$

где  $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,004$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и

ремонт КЛ [14];

$\alpha_{P.O.OB} = 0,037$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП и оборудования [14].

$$I_{P.O} = 0,004 \cdot 2294000 + 0,037 \cdot 3337740 = 132672 \text{ руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии в схеме электроснабжения вычисляется по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (21)$$

где  $\Delta W = 145655 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 0,064 \text{ руб}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})$  – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Delta W} = 145655 \cdot 0,064 = 9321 \text{ руб}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma} = I_{P.O} + I_A + I_{\Delta W} = 281587 + 132672 + 9321 = 423580 \text{ руб}$$

### 3.3 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

Сечения проводников 0,4 кВ, должны удовлетворять достаточной механической прочности, прохождению тока нагрузки без перегрева выше допустимых температур. Сечение должно удовлетворять допустимой потере напряжения, срабатыванию коммутационно-защитной аппаратуры при токах короткого замыкания. Также количество сечений проводов должно быть минимальным для удобства прокладки и замены в случаях повреждения.



Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (22)$$

где  $S_p$  - расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_n$  - номинальное напряжение.

По расчетному току определяется сечение линий [3].

Выбранное сечение провода должно быть проверено:

- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;
- на обеспечение надежного срабатывания автоматических выключателей

при однофазных и междуфазных КЗ и перегрузках.

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Кабельные линии прокладываются непосредственно в земле, в траншеях. Примем кабель марки ВВГнг-НФ. Кабель с алюминиевой жилой, изоляция из сшитого полиэтилена, оболочка из поливинилхлоридного пластиката и с продольной герметизацией водоблокирующими лентами. Срок службы не менее 30 лет.

Рассмотрим выбор распределительных линий, питающихся от ТП № 1.

Приведем пример расчета сечения провода на участке ТП 1- 1:

$$I_p = \frac{118,4}{(\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2)} = 85,448 \text{ A.}$$

Принимаем сечение 25 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 115 А.

В домах, где имеется два вводных устройства, каждая питающая линия подходит к ВРУ, между ВРУ имеется провод того же сечения, что и на головных участках. Ток в линии питающей гаражи составляет 10 А, выбираем сечение 16 мм<sup>2</sup>.

Ток линии питающей 8 дом составляет 138,407 А. Линию выполним двухцепной, так как жилой дом является домом повышенной комфортности, и в нем имеются встроенные объекты, следовательно, ток составит:

Таблица 4 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	Ирасч, А	Ип/а, А	Идл.доп, А	Сечение, мм*мм	Марка	ΔU, %
ТП1-1	333,6	662,5	780	240	ВВГнг-НФ	2,865
ТП1-2-12	321,17	640,34	780	240	ВВГнг-НФ	2,566
ТП1-12	374,15	745,36	780	240	ВВГнг-НФ	3,257
ТП2-4	321,17	640,34	780	240	ВВГнг-НФ	2,566
ТП2-5-10	398,59	797,18	780	240	ВВГнг-НФ	3,829
ТП2-10	338,13	629,46	780	240	ВВГнг-НФ	2,947
ТП3-8	433,56	865,66	570	185	ВВГнг-НФ	4,256
ТП3-8-13	331,26	660,23	780	240	ВВГнг-НФ	2,915
ТП4-18	321,17	640,34	780	240	ВВГнг-НФ	2,566
ТП4-16-7	374,15	745,36	780	240	ВВГнг-НФ	3,257
ТП4-7	43	86	348	70	ВВГнг-НФ	0,956
ТП5-14	374,15	745,36	780	240	ВВГнг-НФ	3,257
ТП5-14-15	389,67	778,63	780	240	ВВГнг-НФ	3,528
ТП5-17	64,71	125,55	348	95	ВВГнг-НФ	0,859
ТП6-11	321,17	640,34	780	240	ВВГнг-НФ	2,566
ТП6-3-6	222,63	442,69	570	150	ВВГнг-НФ	1,358
ТП6-3	321,17	640,34	780	240	ВВГнг-НФ	2,566

### 3.4 Определение потерь мощности, энергии и напряжения в сетях 0,4 кВ

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа, повышение коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить самый экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (23)$$

где  $I_p$  – расчетный ток участка, А;

$r_0$  – удельное активное сопротивление участка Ом/км;

$l$  – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (24)$$

где  $\tau$  – время потерь, ч.

Время потерь определим по выражению:

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (25)$$

где  $T_i$  – число часов использования максимальной нагрузки, ч [2].

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения.

Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 13-109-97 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое 10 %.

Потери напряжения в линиях определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot l \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \cdot 100\%, \quad (26)$$

где  $I$  - рабочий максимальный ток, А;

$l$  - длина линии в км;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активные и индуктивные сопротивления Ом/км,

[3].

Приведем пример для расчета потерь мощности на участке линии ТП1-1:

$$\Delta P = 3 \cdot 336,6^2 \cdot 1,2 \cdot 100 \cdot 10^{-6} = 5,575 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1160 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 4,364 \cdot 2886 = 6470 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta U = \frac{336,6 \cdot 100 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (1,2 \cdot 0,98 + 0,091 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 2,532\%.$$

Потери мощности не превышают 10%, а потеря напряжения на любом из участков входит в пределы, регламентированные ГОСТ 13109-97.

Потери мощности, энергии и напряжения на остальных участках

Таблица 5 – Расчет потерь мощности и энергии в сетях 0,4 кВ

Участок сети	I, А	r, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	Сечение, мм <sup>2</sup>
ТП1-1	333,6	0,167	0,100	5,575	6470	240
ТП1-2-12	321,17	0,167	0,100	5,167	5995	240

ТП1-12	374,15	0,167	0,115	8,065	9360	240
--------	--------	-------	-------	-------	------	-----

Продолжение таблицы 5

Участок сети	I, А	r, Ом/км	L, км	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч	Сечение, мм <sup>2</sup>
ТП2-4	321,17	0,167	0,100	5,167	5995	240
ТП2-5-10	398,59	0,167	0,200	15,919	18470	240
ТП2-10	338,13	0,167	0,100	5,728	6640	240
ТП3-8	433,56	0,167	0,080	18,593	22850	240
ТП3-8-13	331,26	0,167	0,090	4,947	5740	240
ТП3-9	165,71	0,326	0,150	4,028	4675	150
ТП4-18	321,17	0,167	0,100	5,167	5995	240
ТП4-16-7	374,15	0,167	0,110	7,714	8955	240
ТП4-7	43	0,89	0,110	0,543	630	70
ТП5-14	374,15	0,167	0,150	10,520	12210	240
ТП5-14-15	389,67	0,167	0,080	6,085	7065	240
ТП5-17	64,71	0,89	0,150	1,677	1945	35
ТП6-11	321,17	0,167	0,150	7,751	8990	240
ТП6-3-6	222,63	0,167	0,100	2,483	2880	150
ТП6-3	321,17	0,167	0,180	9,302	10790	240
Итого			2,16		145655	

Таблица 6 – Расчет потерь напряжения в сетях 0,4 кВ

Участок линии	$I_{\partial}$ , А	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	L, м	cosφ	sinφ	$\Delta U_{\text{норм}}$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1-1	333,6	0,167	0,0596	100	0,98	0,2	2,532
ТП1-2-12	321,17	0,167	0,0596	100			2,416
ТП1-12	374,15	0,167	0,0596	115			3,238
ТП2-4	321,17	0,167	0,0596	100			2,416
ТП2-5-10	398,59	0,167	0,0596	200			5,999
ТП2-10	338,13	0,167	0,0596	100			2,544
ТП3-8	433,56	0,167	0,0596	80			4,859
ТП3-8-13	331,26	0,167	0,0596	90			2,243
ТП3-9	165,71	0,326	0,0642	150			3,558

ТП4-18	321,17	0,167	0,0596	100			2,416
--------	--------	-------	--------	-----	--	--	-------

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП4-16-7	374,15	0,167	0,0596	110			3,097
ТП4-7	43	0,89	0,596	90			0,745
ТП5-14	374,15	0,167	0,0596	150			4,223
ТП5-14-15	389,67	0,167	0,0596	80			3,658
ТП5-17	64,71	0,89	0,596	150			0,938
ТП6-11	321,17	0,167	0,0596	150			2,345
ТП6-3-6	222,63	0,167	0,0596	100			1,675
ТП6-3	321,17	0,167	0,596	180			4,350

## 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 КВ

### 4.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ

Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ, подходящих к ТП. Теперь перейдём к выбору числа и мощности силовых трансформаторов на ТП.

В большинстве случаев, от рассматриваемых ТП питается нагрузка преимущественно второй и третьей категории надёжности. В соответствии с требованиями [9], где говорится следующее:

- для питания электроприёмников второй категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады;

- для электроприёмников третьей категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, но не более одних суток.

Поэтому в данном дипломном проекте рассмотрим следующий вариант проектирование системы электроснабжения города.

В связи с требованиями, предъявляемыми ПУЭ к строящимся и проектируемым системам электроснабжения городов, необходим перевод линий электропередачи с воздушных на кабельные, либо переход к проводам марки СИП. При этом повысится коэффициент загрузки трансформаторов, уменьшатся потери, связанные с недогруженностью силовых трансформаторов.

На многих ТП коэффициенты загрузки трансформаторов не соответствуют оптимальному значению, так как нагрузка с каждым годом возрастает. В этом случае произведем замену трансформаторов на более мощные. Заменяем трансформаторы для ТП 1.

Необходимо подбирать то число и мощность трансформаторов на ТП, которые будут соответствовать расчётной нагрузке данной ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (27)$$

где  $P_p$  - расчётная нагрузка, МВт;

$Q_{неск}$  - некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, Мвар;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:

$$K_3^{ОПТ} = 0.7,$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (28)$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (29)$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен быть равен 0,5 - 0,75, в послеаварийном не более 1,4.



Рассмотрим выбор силового трансформатора ТП № 1.

$$S_T = \frac{613,73}{2 \cdot 0,7} = 438,37 \text{ кВА.}$$

Выбору подлежит трансформатор ТМ-400/10/0,4:  $S_{Тном} = 0,4 \text{ МВА}$  [4].

Проверка правильности выбора:

$$K_3^{норм} = \frac{613,73}{2 \cdot 250} = 0,76 ;$$

$$K_3^{n/av} = \frac{613,73}{250} = 1,53 .$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Сведём результаты расчёта в таблицу 6.

Таблица 7 – Расчетные данные по трансформаторам на ТП

Номер ТП	Полная мощность на шинах 0.4 кВ, кВА	Расчётная мощность, кВА	Трансформаторы
1	614,73	438,37	2хТМГ-400
2	623,36	445,25	2хТМГ-400
3	537,26	383,75	2хТМГ-400
4	432,93	309,23	2хТМГ-400
5	476,19	340,13	2хТМГ-400
6	481,19	344,17	2хТМГ-400

## 4.2 Выбор схемы и конструкции ТП

Подстанции рекомендуется выполнять по простейшим схемам без силовых выключателей на вводах, без сборных шин на стороне высшего напряжения. Установка выключателей допускается на вводах при необходимости ава-

рийного переключения вводов или параллельной их работе, а также на вводе крупных узловых и транзитных подстанций.

Примем КТП наружной установки на напряжение до 10 кВ мощностью 160, 250, 400, 630 кВА. Они предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 0,4 кВ и глухозаземленной нейтралью.

Подстанции предназначены для электроснабжения напряжением 0,4 кВ городских и сельскохозяйственных объектов, а также строительных площадок.

КТПН изготавливается в соответствии с требованиями ГОСТ 14695-80, правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ТУ, по рабочим чертежам и схемам главных и вспомогательных цепей, утвержденными в установленном порядке.

Высоковольтный ввод в подстанцию 6 (10) кВ - кабельный или воздушный; выводы отходящих линий 0,4 кВ - кабельные или воздушно-кабельные. Наглядный вид КТПН представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Внешний вид комплектной трансформаторной подстанции

Достоинства данных подстанций:

- высокая степень заводской готовности подстанций;
- корпуса блоков РУВН и РУНН выполнены с теплоизоляцией, что повышает надежную работу оборудования;
- конструкция подстанции предусматривает возможность присоединения к ней как воздушных, так и кабельных линий 10 и 0,4 кВ;

- схема подстанции на стороне 10 кВ позволяет осуществить ее присоединение к сети в различных вариантах: радиальное, кольцевое, двухлучевое и т. п.;

- схема подстанции на стороне 0,4 кВ предусматривает подключение линий через автоматические выключатели или через предохранители, с АВР и без него.

Учет расхода активной энергии производится на шинах 0,4 кВ, после вводных рубильников (возможна установка счетчиков для учета реактивной энергии, а также электронных, двухтарифных, персонализированных по отходящим линиям, либо учет по высокой стороне). Для обеспечения нормальной работы электросчетчиков при температуре окружающей среды ниже 0 °С, предусмотрен их обогрев.

## 5 ВЫБОР СХЕМЫ И ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ

### 5.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные ЭН сетей 10 кВ определяются произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки.

Для определения электрических нагрузок сетей 10 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери - это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода - это потери в магнитной системе трансформатора, зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{I}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2; \quad (30)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} + \frac{I I_{xx} \cdot S_{т.ном}}{2 \cdot 100}, \quad (31)$$

где  $S_{ТП}$  - полная мощность нагрузки ТП;

$\Delta P_{xx}$  - потери активной мощности на холостом ходу [4];

$I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора [4];

$U_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора [4];

$S_{\text{трном}}$  - номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП 1:

$$\Delta P_{m1} = 2 \cdot 1,05 + \frac{1}{2} \cdot 4,2 \cdot \left( \frac{270,63}{250} \right)^2 = 4,561 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m1} = 2 \cdot \frac{4,7 \cdot 270,63^2}{100 \cdot 250} + \frac{1}{2} \cdot \frac{2,5 \cdot 250}{100} = 30,663 \text{ квар}.$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{\text{ТП1}}^{10} = \sqrt{\left( P_{p,\text{ТП1}} + \Delta P_{T(\text{ТП1})} \right)^2 + \left( Q_{p,\text{ТП1}} + \Delta Q_{T(\text{ТП1})} \right)^2}. \quad (32)$$

Для примера определим потери мощности на участке от фидера ПС «Садовая» до ТП1:

$$S_{\text{ТП1}}^{10} = \sqrt{\left( 267,3 + 4,561 \right)^2 + \left( 39,86 + 30,663 \right)^2} = 280,859 \text{ кВА}.$$

## 5.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

Расчет электрических нагрузок городских сетей напряжением 10 кВ определяются таким же образом, как и нагрузки распределительных сетей напряжением 0,4 кВ. То есть суммы расчётных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети, умножаются на коэффициент, который учитывает совмещение максимумов их нагрузок  $K_{\text{ув}}$ , принимаемый по [1].

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ произведён в

программе Mathcad 14, приложение Д, результаты расчета приведены в приложении Б.

### 5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

К питающим и распределительным сетям предъявляются следующие основные требования: сеть должна обеспечивать установленный уровень надежности электроснабжения потребителей; во всех режимах должно обеспечиваться требуемое качество энергии; сеть должна иметь простую схему, иметь оптимальные приведённые годовые затраты, быть удобной в эксплуатации и безопасной для обслуживающего персонала.

Для питания ТП от ПС используются петлевые схемы питания.

### 5.4 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения провода напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии на примере распределительной сети питающей ТП 11.

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (33)$$

где  $S_p$  – полная мощность линии;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ.

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_p = \frac{623,36}{10 \cdot \sqrt{3}} = 36,032 \text{ A.}$$

Выбираем Кабель АПвПуг.

Кабель марки АПвПуГ (на 10 Вт и другое напряжение) применяют для прокладки в земле, воде и в воздушной среде. Герметичная обмотка из водооблокирующей ленты обеспечивает изделию широкое применение.

Предприятие изготовитель дает гарантию надежной работы кабеля даже при коррозионной активности грунта и экстремальной влажности. После получения согласия изготовителя кабель можно эксплуатировать в водоемах.

Единственным требованием к подобной среде будет полное исключение вероятности получения механических повреждений изделием.

Полученные данные сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор марки и сечения распределительных линий 10 кВ

Участок линии	$S_p, \text{кВА}$	$I_{\text{дл.доп}}, \text{А}$	$I_p, \text{А}$	Сечение, $\text{мм}^2$	Марка
РП-ТП2	623,36	200	36,032	50	АПвПуГ
ТП2-ТП1	614,73	200	35,498	50	АПвПуГ
ТП1-ТП6	481,84	200	27,896	50	АПвПуГ
ТП6-ТП5	476,19	200	27,527	50	АПвПуГ
ТП5-ТП4	432,93	200	25,024	50	АПвПуГ
ТП4-ТП3	537,26	200	31,055	50	АПвПуГ

## 5.5 Определение потерь напряжения, мощности и энергии в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать  $\pm 10\%$ .

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (34)$$

где  $r_0, x_0$  - удельное активное и индуктивное сопротивление [3];

$l$  - длина питающей или распределительной линии, км.

Для примера определим потерю напряжения для участка 8-6:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 36,032 \cdot 250}{10000} \cdot (1,24 \cdot 0,98 + 0,099 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0,191 \%$$

Согласно ГОСТ 13-109-97, значения отклонений напряжения не превышают нормально допустимых значений.

Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0,4 кВ п. 1.3.3.

Произведем расчет для линии 1-2:

$$\Delta P = 3 \cdot 36,032^2 \cdot 1,24 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} = 1,207 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1160 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 1,207 \cdot 1160 = 1400 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери энергии на остальных участках сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ.

Участок линии	$I_{\delta}$ , А	Сече- ние, мм <sup>2</sup>	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$L$ , м	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·ч	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	8
РП – ТП2	36,032	50	1,24	0,099	0,250	1,207	1400	0,191
ТП1 – ТП2	35,498	50	1,24	0,099	0,350	1,640	1900	0,264
ТП1 – ТП6	27,896	50	1,24	0,099	0,400	1,157	1340	0,237
ТП6 – ТП5	27,527	50	1,24	0,099	0,440	1,240	1440	0,257
ТП5 – ТП4	25,024	50	1,24	0,099	0,42	0,978	1130	0,223
ТП4 – ТП3	31,055	50	1,24	0,099	0,37	1,327	1540	0,244



## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики. Расчет необходимо провести отдельно для сети 10 кВ и сети 0,4 кВ.

### 6.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчетную схему покажу на рисунке 4.

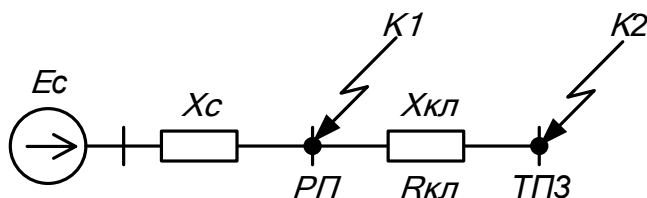


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Расчет тока КЗ произведем:

- 1) на шинах РП;

2) для наиболее близкой ТП-3.

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное  $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ .

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (35)$$

где  $Z$  - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{л} + x_{сус})^2 + (\sum r_{л})^2}; \quad (36)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (37)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}; \quad (38)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad (39)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}. \quad (40)$$

Произведем расчет токов КЗ.

Для примера произведу расчет токов КЗ в т. К2:

$$x_{кл} = x_0 \cdot l = 0,086 \cdot 0,320 = 0,028 \text{ Ом};$$

$$r_{кл} = r_0 \cdot l = 0,443 \cdot 0,320 = 0,142 \text{ Ом};$$

$$X_C = \frac{U_{очн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{327,36} = 0,032 \text{ Ом};$$

$$Z = \sqrt{(x_{кл} + x_{сус})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(1,62 + 0,032 + 0,028)^2 + (5,316 + 0,142)^2} = 5,73 \text{ Ом};$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{очн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,728} = 1,06 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,06 = 0,92 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,032 + 0,028}{314 \cdot (5,316 + 0,142)} = 0,001;$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,001}} = 1;$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,06 = 1,5 \text{ кА.}$$

## 6.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10%;

- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы;

- не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1% начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки.

Произведем расчет токов КЗ.

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, при чём сопротивления принимаем в МОм.

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ на шинах 0,4 кВ самой близкой ТП5 и ток однофазного КЗ и на ВРУ.

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ.

Для расчета необходимо знать сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, которое мы определим по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{срвн}}, \quad (41)$$

где  $I_{кз}$  – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП5.

$$X_C = \frac{0,4^2}{\sqrt{3} \cdot 1,692 \cdot 10,5} = 0,052 \text{ мОм}$$

Определим остальные параметры схемы замещения:

$$R_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,4^2 \cdot 7,6}{630^2} = 3,064 \text{ мОм}. \quad (42)$$

$$X_T = \frac{\sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_k}{630}\right)^2} \cdot 0,4^2}{630} = 13,628 \text{ мОм}. \quad (43)$$

Переходное сопротивление принимаем  $R_0=7$  мОм. Активное сопротивление автоматического выключателя с учётом сопротивления контактов  $R_{а6}=0,1$  мОм.

Суммарные сопротивления до точки КЗ:

$$X_{1СУМ} = X_C + X_{кл2} + X_m = 0,052 + 7,748 + 13,63 = 21,38 \text{ мОм}.$$

$$R_{1СУМ} = R_{кон} + R_{кл2} + R_m = 0,1 + 26,78 + 3,064 = 29,94 \text{ мОм}.$$

Определим ток трехфазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{no\max}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1СУМ} + X_{1СУМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{29,94^2 + 21,38^2}} = 6,28 \text{ кА.}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{21,38}{314 \cdot 29,94} = 0,022;$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,022}} = 1,013;$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no\max}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,013 \cdot 6,28 = 8,99 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ:

Определим сопротивление КЛ до ВРУ. Кабельная линия имеет сечение 70 мм<sup>2</sup>, удельное активное сопротивление 0,206 мОм/м, удельное реактивное сопротивление 0,0596 мОм/м, длина петли 100 м.

$$X_{кл} = 100 \cdot 0,0596 = 5,96 \text{ мОм}$$

$$R_{кл} = 100 \cdot 0,206 = 20,6 \text{ мОм}$$

Остальные параметры схемы замещения такие же.

Параметры схемы замещения для обратной и нулевой последовательности, как и для прямой последовательности равны, поэтому:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(3 \cdot X_T + 2 \cdot X_C)^2 + (3 \cdot R_T + 3 \cdot R_{конт})^2} = \sqrt{(3 \cdot 13,63 + 2 \cdot 0,052)^2 + (3 \cdot 3,064 + 3 \cdot 0,1)^2} = 41,98 \text{ мОм.}$$

$$Z_{n\phi} = \sqrt{(2 \cdot X_{\kappa\lambda 2} + 2 \cdot X_{0\kappa\lambda 2})^2 + (2 \cdot R_{\kappa\lambda 2} + R_{0\kappa\lambda 2})^2} = \\ \sqrt{(2 \cdot 7,75 + 0,023)^2 + (2 \cdot 20,6 + 0,138)^2} = 55,895 \text{ МОм.}$$

Ток однофазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{\text{ном}}^{(1)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{Z_{\Sigma}}{3} + Z_{n\phi}\right)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\frac{41,98^2}{3} + 55,895^2}} = 3,304 \text{ кА.}$$

## 7 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Чтобы проверить кабель на термическую стойкость, по условию термической стойкости мы находим минимальное сечение кабеля, следовательно оно должно быть меньше чем сечение для выбранного кабеля [1].

Определяем тепловой импульс по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (44)$$

где  $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$ ;

где  $t_{рз}$  - время действия релейной защиты;

$t_{откл.в}$  - время отключения выключателя;

$$t_{откл.в} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с.}$$

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (45)$$

$$T_a = 0.1$$

Также необходимо определить минимальное сечение кабеля, его мы определяем по условию термической стойкости, которую определим по следующей формуле:



$$S_{\text{мер}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m}, \quad (46)$$

где  $C_m$  - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (для алюминиевых кабелей  $C_m = 90 \text{ A}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^2$ ).

Для примера произведем расчет для проверки кабеля РП – ТП23Б.

$$B_{\kappa} = 4,777 \cdot [0,57 + 0,01] = 2,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{\text{мер}} = \frac{\sqrt{2,77 \cdot 10^3}}{90} = 0,58 \text{ мм}^2.$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение  $10 \text{ мм}^2 > 0,58 \text{ мм}^2$ , следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше  $0,58 \text{ мм}^2$ .

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

### 8.1 Выбор и проверка предохранителей

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ.

Условия выбора плавкого предохранителя:

1) Номинальное напряжение предохранителя должно быть равно или больше номинального напряжения электрической сети:

$$U_{ном.п} \geq U_{сети}; \quad (47)$$

2) Номинальный ток плавкой вставки выбирают по расчётному току защищаемой линии:

$$I_{п.вст} \geq I_p; \quad (48)$$

$$I_{п.вст} \geq \frac{I_n}{2,5}, \quad (49)$$

где  $I_i$  - пиковый ток.

Для примера выберем предохранитель для ТП1:

$$U_{ном.п} \geq U_{сети}; \quad (50)$$

$$0,4кВ \geq 0,4кВ;$$

$$I_{п.вст} \geq I_p; \quad (51)$$

$$I_{n.вст} \geq 218,54 \text{ А};$$

$$I_{n.вст} \geq \frac{I_n}{2,5};$$

$$I_{n.вст} \geq \frac{5 \cdot 218,54}{2,5} = 437,08.$$

Выбираем плавкую вставку на ток  $I_{n.вст} = 600 \text{ А}$ . Выбираем предохранитель ПН2-600.

Предохранители проверяются:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп} \quad (52)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк} \quad (53)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (54)$$

Проверим предохранители на ТП 1: ПН2-600/600. Его справочные данные:

$I_{отк} = 25$  кА,  $I_B = 600$  А. Длительно допустимый ток защищаемой кабельной линии  $I_{дл.доп} = 613.6$  А. Токи КЗ  $I_{но}^{(3)} = 6.332$  кА,  $I_{но}^{(1)} = 4.052$ .

По согласованию с сечением проводника:  $600 \leq 3 \cdot 613.6$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:  $9.75 \leq 25$

По чувствительности к токам КЗ:  $4052 \geq 3 \cdot 600$

Вывод: предохранитель выбран верно.

## 8.2 Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току

$$I_{ном. расч} \geq I_p, \quad (55)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$ кВА	$I_p$ , А	$I_{ном. расч}$ , А	Марка выключателя
1	614,77	463,4	630	ВА53-39
2	623,36	468,5	630	ВА53-39
3	537,26	385,6	400	ВА53-37
4	432,93	353,26	400	ВА53-37
5	476,19	354,85	400	ВА53-37
6	481,84	355,12	400	ВА53-37

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (56)$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 55 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ поэтому проверку приводить не будем.

### **8.3 Выбор и проверка оборудования на РП**

#### **8.3.1 Выбор комплектных распределительных устройств**

Комплектные распределительные устройства 10 кВ делятся на комплектные стационарные РУ одностороннего обслуживания и комплектные РУ, имеющие выкатные тележки (камеры КРУ).

Комплектное распределительное устройство (КРУ)- это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. КРУ с напряжением 10 кВ серии К – 63 предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50, 60 Гц с напряжением 10 кВ.

В общем случае КРУ поставляется отдельными ячейками с элементами стыковки ячеек в РУ. По требованию заказчика, КРУ поставляется транспортными блоками, каждый из которых состоит из трех ячеек со смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей. В состав КРУ могут входить:

- шинные мосты между двумя рядами ячеек.
  - шинные воды
  - кабельные вводы для ввода силовых кабелей
  - кабельные лотки для подводки к ряду КРУ контрольных кабелей
  - блоки панелей для размещения общеподстанционной аппаратуры и ввода контрольных кабелей.
- переходные шкафы для стыковки с КРУ других серий по желанию заказчика, шкафы КРУ, наряду с устройствами релейной защиты и автоматики на электромеханические реле, могут комплектоваться микропроцессорными устройствами.

На РП выбираем КРУ внутренней установки 10 кВ с ячейками марки

К-63.

Таблица 11 – Основные параметры шкафа КРУ серии К-63

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	
Наименование параметра.	Значение параметра, исполнение
1. Номинальное напряжение (линейное), кВ:при частоте 50 Гц	6,0; 10
2. Наибольшее раб. напряжение (линейное), кВ	7.2; 12
3.Номинальный ток главных цепей ячеек КРУ, А:для исполнений УЗ	630;1000;1600
4. Номинальный ток сборных шин, А	1000;1600;2000;3150
5. Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА:	12,5; 16; 20; 25; 31,5
6. Ток термической стойкости при времени протекания 3 с, кА	20;31.5
7. Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей шкафов КРУ, кА	51,81
8 Вид линейных высоковольтных подсоединении	Кабельные, шинные
9 Условия обслуживания	С двухсторонним обслуживанием
10 Наличие дверей в отсеке выдвижного элемента ячейки	Ячейки без дверей
11 Вид основных ячеек КРУ в зависимости от встраиваемого электрооборудования	-выключателями высокого напряжения -с разъединяющими контактами -с трансформаторами напряжения -с силовыми трансформаторами -комбинированные -с разрядниками или ОПН -со статическими конденсаторами
12 Вид управления	Местное, дистанционное
13.Габаритные размеры высоковольтных ячеек без шинпровода, высота/глубина/ширина, мм, не более	2268/1250(1450)/750

### 8.3.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:
- по длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad , \quad I_{max} \leq I_{ном}; \quad (57)$$

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (58)$$

Выберем вводные выключатели РП.

Нагрузка всех трансформаторных подстанций, питающихся от РП составляет:

$$S_{РП} = 3268,1 \text{ кВА.}$$

Определим максимальный рабочий ток следующим образом:

$$I_{\max\ раб} = \frac{S_{рНН} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{3268,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 188,68 \text{ А} \quad (59)$$

Для полученного тока применяем выключатель типа VF 12.08.16.

Произведем проверку по термическую стойкость выключателя:

$$B_k = I_{ПД}^2 (t_{отклНН} + T_a) = 1.085^2 (2,01 + 0.02) = 201,826 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (60)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения выключателя с учетом ступени селективности релейной защиты  $t_{откл} = 2.01 \text{ с.}$

Для проверки возможности отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{норм} \cdot I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,627 \text{ кА},$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_n = 0,4$ .

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

Проверка выключателя приведена в таблице 12.

Таблица 12 – Проверка выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{выкл} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{выкл}$
$I_{max.раб} = 188,68 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max.раб}$
$\Gamma_{ПО} = 1,085 \text{ кА}$	$I_{ном.вкл} = 16 \text{ кА}$	$I_{ном.вкл} \geq \Gamma_{ПО}$
$i_{уд} = 1,535 \text{ кА}$	$i_{ном.вкл} = 101,823 \text{ кА}$	$i_{ном.вкл} \geq i_{уд}$
$I_{П\tau} = 0,241 \text{ кА}$	$I_{откл} = 16 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{П\tau}$
$i_{a\tau} = 5,516 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{a\tau}$
$B_K = 201,826 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 3803 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Таким образом, элегазовый выключатель типа VF 12.08.16 подходит для установки на вводных присоединениях на стороне 10 кВ.

### 8.3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точ-



ности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Сопrotивление нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (61)$$

где  $Z_{2ном}$  – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов. Индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Оно определяется по формуле

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (62)$$

Сопrotивление приборов определяется по выражению

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (63)$$

где  $S_{приб}$  – потребляемая приборами мощность, В·А;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопrotивление контактов принимается 0,1 Ом при числе приборов больше 3. Сопrotивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k \leq Z_{2ном}, \quad (64)$$

откуда:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (65)$$

Зная  $r_{np}$  можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{np}}, \quad (66)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода,  $\rho = 0,0283$ ;

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Нагрузка приборов на стороне 10 кВ

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	Э-335	0,5	–	0,5
Варметр		Д-335	0,5	–	0,5
Ваттметр		Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик АЭ		СА4У-И672 М	1,5	–	1,5
Счетчик РЭ		СР4У-И673 М	1,5	–	1,5
Итого:				4,5	–

Для всех измерительных приборов класс точности 0,5.

На вводе устанавливается шинный трансформатор тока марки ТОЛ10-1. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}$$

где  $S_{ПРИБ}$  – мощность, потребляемая приборами, (таблица 15);

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5$  А.

Определяем номинальную вторичную нагрузку, Ом

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{10}{25} = 0.4 \text{ Ом};$$

Допустимое сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,4 - 0,18 - 0,1 = 0.12 \text{ Ом},$$

где  $r_k$  - сопротивление контактов ( $r_k = 0,1$  Ом).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,12} = 2,35 \text{ мм}^2$$

где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 10$  м);

$\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/м};$$

Ближайшее стандартное сечение провода равно  $4 \text{ мм}^2$ . Выбираем провод марки АКРВГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0.07 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = z_{нагр} = 0,07 + 0,12 + 0,1 = 0,29 .$$

Таким образом, на вводе, трансформатор тока марки ТОЛ10-1 проходит по всем параметрам. Сопоставление каталожных и расчетных данных сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Проверка трансформатора тока ТОЛ10-1 на вводе 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} = 0,333 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} \leq Z_H$

На секционном выключателе выбирается такой же марки трансформатор тока, т. е. ТОЛ10-1.

Общее сопротивление приборов для трансформатора на секционном выключателе 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом},$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 , \text{ Ом}$$

где  $r_k$  - сопротивление контактов ( $r_k = 0,05 \text{ Ом}$ ).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,33} = 1,72 \text{ мм}^2,$$

где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 20 \text{ м}$ ).

Стандартное ближайшее сечение провода равно  $4 \text{ мм}^2$ . Выбираем провод марки АКРВГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 20}{4} = 0,141 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле:

$$r_{нагр} = z_{нагр} = 0,141 + 0,02 + 0,05 = 0,21$$

Таблица 15 – Проверка трансформатора тока ТОЛ10-1 на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 202 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0,21 \text{ Ом}$	$Z_{HP} \leq Z_H$

Выберем трансформаторы тока на отходящих присоединениях марки ТОЛ – 10.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока на линии  $10 \text{ кВ}$ , приводится в таблице 16.

Таблица 16 – Нагрузка приборов на линии  $10 \text{ кВ}$

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Линия $10 \text{ кВ}$	Э – 335	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ		СА3 – И674	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ		СР4 – И676	2,5	-	2,5

Определяем мощность, которую допустимо расходовать в соединительных проводах, от трансформатора тока:

$$S_{пр} = S_{2ном} - (\sum S_{приб} + I_{2ном}^2 \cdot r_{конт}) = 10 - (5,5 + 25 \cdot 0,1) = 2$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{S_{пров}}{I_2^2} = \frac{2}{25} = 0,08 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов для трансформатора на линии 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом},$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$S = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{пр}} = \frac{10}{42 \cdot 0,08} = 2,9 \text{ мм}^2$$

где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 10 \text{ м}$ );

$\gamma = 42 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$  – удельная проводимость материала провода, для алюминия;

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

В этом случае сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{НАГР} = Z_{НАГР} = 0,08 + 0,22 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом}.$$

Термическая и динамическая стойкость для трансформатора тока ТОЛ-10-1 проверяется по токам короткого замыкания в точке КЗ на шинах РП.

$$B_k = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 10.3^2 \cdot (0.035 + 0.011) = 4.8 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.7 \text{ кА}^2\text{с}$$

Таблица 17 – Проверка трансформатора тока ТОЛ10-1 на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_p = 157,4 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} \leq Z_H$
$B_{кн} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кp} = 4,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кp} \leq B_{кн}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,2 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

#### 8.3.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности.

Измерительные трансформаторы как приборы высокого напряжения устанавливаются в закрытых и открытых распределительных устройствах. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов.

Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабарит-

ными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Первичное напряжение	$U_H > U_{раб}$
Номинальная мощность вторичной	$S_{2H} > S_{2расч}$

Следует учесть, что к каждому трансформатору напряжения будет подключаться приборы учета и контроля не только вводных присоединений, но и фидерных.

Выберем и проверим трансформатор напряжения. Вторичная нагрузка трансформатора представлена в таблице 19.

Для этой цели применим измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-У2.

Результаты проверки сведены в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	Активная мощность, Вт	Число обмоток	Реактивная мощность, вар
Вольтметр	Э-377	2	1	0
Ваттметр	Д-335	3	2	0
Счетчик АЭ	СА4У-672 М	18	6	14,604
Счетчик РЭ	СР4У-673 М	18	6	14,604
Сумма		36		29,208

Мощность нагрузки вторичных цепей определится как:

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2} = \sqrt{36^2 + 29,208^2} = 46,358 \text{ ВА}$$



Таблица 20 – Проверка измерительного трансформатора напряжения

Параметр	Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Первичное напряжение, кВ	10	10	$U_H > U_{раб}$
Номинальная мощность вторичной обмотки, ВА	75	46,358	$S_{2H} > S_{2расч}$

### 8.3.5 Выбор шинных конструкций

Выбор шин сводится к определению сечения и проверке на электродинамическую стойкость к токам КЗ. В РП 10 кВ используют жесткие шинные конструкции из алюминиевых сплавов.

Выберем и проверим необходимые шины. Согласно ПУЭ, сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах ОРУ по экономической плотности тока не выбираются; выбор сечения шин производится по нагреву (допустимому току).

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (67)$$

где  $I_{\max}$  - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки, А;  
 $I_{\text{доп}}$  - допустимый ток для шины выбранного сечения.

Максимальный рабочий ток для шин 10 кВ 1461 А, для такого тока применим шины сечением 80x10, с допустимым током 1480 А.

Минимальное допустимое сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{201,826 \cdot 10^3}}{91} = 4,937 \text{ мм}^2, \quad (68)$$

где  $C$  – коэффициент, учитывающий зависимость термической стойкости от класса напряжения и материала проводника, для алюминиевых жил

C=91. Выбираем сечение  $q=6 \text{ мм}^2$ .

Проверим шины на электродинамическую стойкость к токам КЗ. Шинная конструкция обладает электродинамической стойкостью, если выполняется условие:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп}, \quad (69)$$

где  $\sigma_{доп}$  - допустимое механическое напряжение в материале шин, для сплава АД31Т равно 75 МПа.

Максимальное напряжение в материале шины определится как:

$$\sigma_{max} = \sqrt{3} \cdot \frac{(i_{y\partial} \cdot 10^3)^2 \cdot l^2}{a \cdot W} \cdot 10^{-8} \text{ МПа}, \quad (70)$$

где,  $a$  – расстояние между фазами;

$l$  – длина пролета;

$W$  – момент сопротивления поперечного сечения шины, определяемый по формуле:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{1 \cdot 8^2}{6} = 10,7 \text{ см}^2; \quad (71)$$

$$a = 2 \cdot (b + h) = 2 \cdot (8 + 1) \cdot 10^{-2} = 0,18 \text{ м}; \quad (72)$$

$$l = \sqrt{\frac{173,2}{f_0} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{0,7}{6}} = 0,5 \text{ м}. \quad (73)$$

где  $J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы.

Таким образом

$$\sigma_{max} = \sqrt{3} \cdot \frac{(1535 \cdot 10^3)^2 \cdot 0.5^2}{0,18 \cdot 10.6} \cdot 10^{-8} = 1.4 \text{ МПа.} \quad (74)$$

Условие  $\sigma_{max} \leq \sigma_{дон}$  выполняется, то есть шины можно использовать.

## 9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ТП

### 9.1 Выбор и проверка заземления ТП

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

К искусственным заземлителям относятся горизонтальные и вертикальные заземлители. Заземлитель характеризуется стационарным сопротивлением, по которому стекает в землю ток промышленной частоты.

В соответствии с [Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.] в грунтах с эквивалентным удельным сопротивлением меньше 500 Ом×м при площади здания более 250 м<sup>2</sup> выполняется контур из горизонтальных электродов, уложенных в земле на глубине не менее 0,5 м.

Расчет заземления РП в виде сетки:

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования на 1,5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с потенциалом.

ТП имеет размеры  $A = 12,5$  м,  $B = 2,4$  м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (75)$$

$$S = (12,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot (2,4 + 2 \cdot 1,5) = 83,7 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимается диаметр равный  $d = 10$  мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

1. Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (76)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

2. Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости (значение тока КЗ взято с таблицы):

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

где  $\beta = 21$  – коэффициент термической стойкости, [РД 153-34.3-35.125-99]

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{6910^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 33,72 \text{ мм}^2.$$

3. Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (78)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (79)$$

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

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается:  $a_k = 0,0026$ ,  $b_k = 0,00915$ ,  $c_k = 0,0104$  и  $\alpha_k = 0,0224$ , [РД 153-34.3-35.125-99].

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

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

$$F_{МП} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}; \quad (80)$$

$$F_{\text{г}} = 78,5 \geq F_{\min} = 60,21 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки  $l_{n-n} = 6 \text{ м}$ , тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \quad (81)$$

$$L_T = (12,5 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{2,4 + 2 \cdot 1,5}{6} + (2,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{12,5 + 2 \cdot 1,5}{6} = 27,9 \text{ м}.$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$n_{21} = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{12,5 + 2 \cdot 1,5}{6} = 2,6, \quad (82)$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$n_{22} = \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{2,4 + 2 \cdot 1,5}{6} = 0,9. \quad (83)$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_{\Gamma} = 3 + 1 = 4.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ГП квадратичной моделью со стороной

$$\sqrt{S} = \sqrt{83,7} = 9,15 \text{ м.}$$

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\bar{A}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{27,9}{2 \cdot \sqrt{83,7}} - 1 = 0,52. \quad (84)$$

Принимается число ячеек  $m = 1$ .

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{83,7}}{1} = 9,15 \text{ м.} \quad (85)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{83,7} \cdot (1 + 1) = 36,59 \text{ м.} \quad (86)$$

Определяется количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки  $a = 6 \text{ м}$  – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{83,7}}{6} = 6,09. \quad (87)$$

Принимается количество вертикальных электродов  $n_B = 6$ .

Таким образом, для заземления РП выбрана сетка, состоящая из 4 горизонтальных и 6 вертикальных электродов.

## 9.2 Выбор молниезащиты ТП и РП

Согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений [РД 34.21.122-87] защита от прямых ударов молнии трансформаторной подстанции с неметаллической кровлей должна быть выполнена молниезащитной сеткой или тросовыми молниеотводами, а также отдельно стоящими или установленными на защищаемом объекте стержневыми молниеотводами. На зданиях с металлической кровлей в качестве молниеприемника используется сама кровля.

, наличия и класса взрыво- и пожароопасных зон в производственных зданиях, а также от вероятности поражения молнией применяют одну из трех категорий молниезащиты.

РП в соответствии с ПУЭ относится ко II категории зданий и сооружений по молниезащите.

В данном проекте молниезащиту РП выполняем в виде молниезащитной сетки.

Согласно [Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87] молниеприемная сетка для зданий и сооружений II категории выполнена из стальной проволоки диаметром не менее 6 мм и уложена на кровлю сверху. Шаг ячеек сетки должен быть не более 6 x 6 м. Узлы сетки соединены сваркой. Выступающие над крышей вентиляционные устройства присоединены к молнот молниеприемной сетки проложены к заземлителям по стенам РП. При прокладке молниеприемной сетки в качестве токоотводов используем металлические конструкции, такие как колонны и арматуру железобетонных конструкций.



тонных конструкций при обеспечении непрерывной электрической связи в соединениях конструкций и арматуры с молниеприемниками и заземлителями, выполняемых как правило сваркой. В качестве заземлителей защиты от прямых ударов молнии используем естественный заземлитель фундамент РП, а также искусственные заземлители.

### 9.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты электрооборудования распределительных сетей от грозových перенапряжений.

Ограничители перенапряжений подключаются параллельно защищаемому объекту.

*Основными параметрами ограничителя являются:*

- наибольшее длительно допустимое напряжение;
- номинальный разрядный ток;
- остающееся напряжение при нормированных токах;
- удельная энергоемкость;
- ток пропускной способности.

Выбор по наибольшему допустимому напряжению.

Наибольшее допустимое напряжение ограничителя должно быть большим, чем величина рабочего напряжения промышленной частоты на выводах ограничителя. В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов за наибольшее значение напряжения принимается линейное напряжение сети.

В проекте ОПН выбираются на ТП и РП компании «Таврида Электрик» ОПН-КР/TEL.

Таблица 21 – Выбор ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее допустимое напряжение ОПН
10	10,5

Выбор по допустимой энергоемкости ОПН

Практическим критерием оценки энергоемкости ОПН является его способность пропускать нормируемые импульсы тока коммутационного перена-

пряжения без потери рабочих качеств. В нормальных эксплуатационных условиях, когда действующее напряжение не превосходит  $U_{н.д.}$  ограничителя через ОПН протекает в основном емкостной ток. При расчетах принимают 10% недокомпенсацию емкостного тока замыкания на землю, которая моделирует возможный аварийный режим. При этом выделяющаяся энергия полностью рассеивается в окружающую среду, и ограничитель работает в стабильном тепловом равновесии. Коммутационные перенапряжения, возникающие в сети, вызывают дополнительное выделение энергии. Условия сохранения теплового баланса требуют, чтобы величина этой энергии не превышала допустимой  $W_{уд} \cdot U_{нд}$ . Для выбранного ОПН/TEL-КР  $W_{уд}=3,6$  кДж/кВ, тогда  $W_{уд} \cdot U_{нд}=3,6 \cdot 10,5=37,8$  кДж.

В целом энерговыделение в ОПН при коммутационных воздействиях в сетях среднего напряжения невелико. Наиболее опасными, с точки зрения рассеиваемой в ОПН энергии, являются коммутации длинных кабельных присоединений. Электрическая энергия, запасенная в ёмкости при перенапряжениях рассеивается на активном сопротивлении ОПН. Исходя, из баланса энергий можно оценить выделяемую в ограничителе энергию по следующему выражению:

$$W=0,5 \cdot C \cdot [(K_{\Pi} \cdot 0,82 \cdot U_{нр})^2 - (1,77 \cdot U_{н.д.})^2],$$

где  $C$  – емкость кабеля, в нашем случае для кабеля сечением  $95 \text{ мм}^2=0,38$  мкФ,  $240 \text{ мм}^2=0,55$  мкФ;

$K_{\Pi}$  – кратность перенапряжений, для дуговых замыканий на землю  $K_{\Pi}=3,5$ ;

$U_{нр}$  – наибольшее рабочее напряжение сети или оборудования;

$U_{н.д.}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН.

$$W=0,5 \cdot 0,38 \cdot [(3,5 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 10,5)^2]=90,87 \text{ Дж.}$$

Сравнивается с допустимой величиной

$$W_{уд} \cdot U_{нд} = 37,8 \cdot 1000 = 37800 \text{ Дж} \geq W = 90,87 \text{ Дж}.$$

Класс энергоемкости выбранных ОПН – 3.

Выбор по координационному интервалу ограничения грозových перенапряжений

ОПН предназначены для ограничения грозových перенапряжений. В реальных условиях ОПН невозможно поставить вблизи защищаемого оборудования. Наличие расстояния между ОПН и оборудованием вызывает повышение напряжения на оборудовании по сравнению с остающимся напряжением на ОПН. В связи с этим уровень ограничения должен быть на 20-25% ниже испытательного напряжения полного или срезанного грозového импульса (ГОСТ 1516.2-98). Для оценки остающегося напряжения на ОПН можно воспользоваться  $U_{ост}$  при номинальном разрядном токе.

Определение координационного интервала проводится по выражению

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

$U_{исп}$  – значение грозového испытательного импульса (в дипломном проекте  $U_{исп} = 80$  кВ);  $U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе (в дипломном проекте  $U_{ост} = 34$  кВ); (0,2-0,25) – координационный интервал.

$$A_{гр} = (80 - 34) / 80 > (0,2-0,25).$$

Условие выполнено, следовательно, ОПН выбраны верно.

Выбор по координационному интервалу ограничения внутренних перенапряжений

Ограничители, устанавливаемые в сетях 6-35 кВ предназначены для огра-

ничения не только грозových, но и коммутационных перенапряжений. В связи с этим необходимо скоординировать его защитные характеристики при коммутационных воздействиях с допустимым уровнем воздействия на изоляцию. Испытания изоляции на воздействия внутренних перенапряжений в сетях 6-35 кВ проводятся приложением напряжения промышленной частоты в течение 1 минуты. Для приведения в соответствие защитных характеристик ОПН и испытательного напряжения оборудования в расчете координационного интервала рекомендуется использовать не значения испытательного напряжения, а значения допустимого напряжения  $U_{\text{доп}}$ , рассчитываемого по выражению:

$$U_{\text{доп}} = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot 1,414 \cdot U_{\text{исп}}$$

где  $U_{\text{исп}}$  - нормированное одноминутное испытательное напряжение внутренней изоляции трансформатора = 35 кВ;

$K_{\text{и}}=1,3$  – коэффициент импульса;

$K_{\text{к}}=0,9$  – коэффициент кумулятивности;

$$U_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 0,9 \cdot 1,414 \cdot 35 = 57,9 \text{ кВ.}$$

Защитные характеристики ОПН при коммутационных воздействиях выбираются при наибольших значениях испытательного тока. В большинстве случаев данный подход является завышенным, но обеспечивает повышенную надежность защиты оборудования.

## 10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 10.1 Защита кабельных или воздушных линий

Микропроцессорное устройство защиты Сириус-2-Л, предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство Сириус-2-Л предназначено для установки в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство Сириус-2-Л является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Устройство Сириус-2-Л обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит и автоматики, выбор защитных характеристик и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- контроль и индикацию положения выключателя, а также контроль исправности его цепей управления;
- определение места повреждения линии (для воздушных линий);

- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;
- высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях КРУ.

Функции защиты, выполняемые устройством Сириус-2-Л:

- Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов.
- Автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя.
- Защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ).
- Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник.
- Защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты.
- Выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

Функции автоматики, выполняемые устройством Сириус-2-Л:

- Операции отключения и включения выключателя по внешним командам. Защита «от прыгания» выключателя.
- Возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю.
- Формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя.
- Одно- или двукратное АПВ.
- Исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ.

Согласно ПУЭ на линиях 10 кВ необходимо установить следующие защиты:

- МТЗ;
- ТО;
- ЗНЗ.

#### 10.1.1 Максимальная токовая защита линий

Для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

К основным видам повреждений линий, которые требуют их немедленного отключения, можно отнести междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Произведем расчет защиты линии от РП1-ТП1.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_B} \cdot I_{раб}, \quad (88)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,1, [Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус -2- Л»];

$k_{c/з}$  – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска

электродвигателей, принимаем равным 1 [Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус -2- Л»];

$k_B$  – коэффициент возврата, равный 0,85, [Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус -2- Л»];

$I_{раб}$  – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Расчет приведен для линии РП1-ТП1. Исходные данные для расчета взяты из таблиц.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,85} \cdot 108,3 = 140,2 \text{ A}.$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.р} = I_{c.з} \cdot \left( \frac{k_{cx}}{k_{Т.Т}} \right) = 140,2 \cdot \frac{1}{200/5} = 3,5 \text{ A}, \quad (89)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы ( $k_{cx}=1$ , для схемы неполной звезды);

$k_{Т.Т}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем



присоединении равен 200/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (90)$$

где  $I_{\text{кз}}^{(2)}$  – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{8470}{140,2} = 60,4;$$

$$60,4 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (90)$$

где  $t_1$  – выдержка времени рассчитываемой защиты;

$t_2$  – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

$\Delta t$  – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{\text{КТ}2} + t_{\text{КТ}1} + t_{\text{зан}}, \quad (91)$$

где  $t_Q$  – время отключения выключателя,  $t_Q = 0,04$  с;

$t_{\text{КТ}2}$ ,  $t_{\text{КТ}1}$  – погрешности в срабатывании реле времени защиты

поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$  – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным 0,1-0,15 с, [Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус – 2-Л»];

$$t_l = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту с диапазоном уставок  $0,5 \div 9$  с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

#### 10.1.2 Токовая отсечка без выдержки времени

Составляем расчетную схему, рисунок 4.

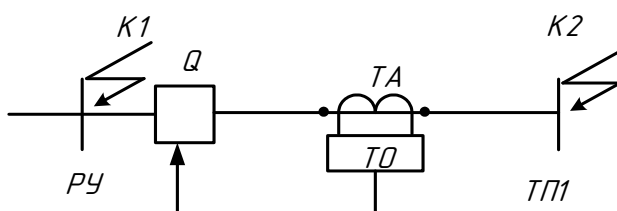


Рисунок 4 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_f^{(3)} \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (92)$$

где  $k_f$  – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус -2- Л»];

$I_{кmax}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому  $I_{с.з.}^{ТО}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з}^{ГО} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (93)$$

где  $k_{нам}$  - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{i \hat{a}i} = 3 \dots 5$  [Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус – 2-Л»];

$\Sigma I_{т.ном}$  - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Определим сумму номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\Sigma I_{т.ном} = \Sigma \frac{S_{т.ри}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (94)$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{718,1 + 730,3 + 724,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 125,5 \text{ А.}$$

где  $S_{т.ри}$  - нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

По формуле (94) проверим условие:

$$1,1 \cdot 3026,67 \geq 5 \cdot 125,5$$

$$3329,34 \geq 627,23$$

Условие выполняется.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{с.з}} \geq 1,5; \quad (95)$$

$$k_{ч} = \frac{9790,4}{140,2} = 2,36.$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

### 10.1.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;
- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;
- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Определим полный ток замыкания на землю на линии РП-ЛЗ:

$$I_{знз} = \frac{U_{лин} \cdot L_{\Sigma}}{350} = \frac{10 \cdot 1,052}{350} = 0,03 \text{ А.} \quad (96)$$

Расчет уставок релейной защиты для остальных линий производится аналогично и сводится в таблицу.

Таблица 22 – Результаты расчета уставок релейной защиты

Линия	МТЗ		ТО		Защита от замыканий на землю
	$I_{\bar{n},\zeta}, A$	$k_{\zeta}$	$I_{\bar{n},\zeta}, A$	$k_{\zeta}$	
Петля 1	140,2	60,04	3119,21	2,36	0,03
Петля 2	106,89	22,91	3320,67	2,37	0,04

## 10.2 Автоматический ввод резерва

Большинство потребителей электрической энергии (I и II категории) должны быть запитаны от нескольких источников питания (ИП), для повышения надежности их электроснабжения. Это условие влечет за собой усложнение цепей устройств релейной защиты, так как в состав цепей добавляется автоматическое устройство, которое осуществляет включение резервного питания (от резервного ИП), называемое АВР.

Требования, предъявляемые к АВР:

1. Включение резервного источника должно осуществляться только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП.
2. АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым причинам.
3. АВР должно иметь минимальное время действия.
4. АВР не должно срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения.
5. АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее.
6. У АВР должен быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и наличие напряжения.

В результате проектирования новой системы электроснабжения (реконструкции старой) были приняты к установке автоматические устройства включения резервного питания (АВР) на вновь вводимых в эксплуатацию комплектных трансформаторных подстанциях.

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Современное электрическое оборудование подстанции сложно по конструкции, оснащено различными вспомогательными механизмами, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, являющимися источниками повышенной опасности для персонала. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному, в совершенстве владеющему знаниями и навыками персоналу.

Кроме этого, здоровье и безопасные условия труда персонала, эксплуатирующего электрооборудование, а также вопросы охраны окружающей среды могут быть обеспечены путем выполнения научно-обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при эксплуатации электроустановок.

В настоящей главе рассматриваются вопросы техники безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты и автоматики, телемеханики, вопросы охраны окружающей среды и основные противопожарные мероприятия на подстанции.

### **11.1 Безопасность проекта**

Здоровье и безопасность условий труда работников, обслуживающих электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается:

- компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применение при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;
- рабочее и аварийное освещение;
- отопление ОПУ;
- электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;

- заземление корпусов аппаратов;
- устройство путей перекатки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;
- ограждение территории подстанции;
- выгораживание подъездов к ОПУ;
- грозозащита подстанции, а также защита оборудования от волн перенапряжений;
- обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;
- устройство подъездов к подстанции;
- телефонизация и радификация подстанции;
- санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений: рабочее, защитное (для обеспечения безопасности людей) и заземление молниезащиты.

Рабочее заземление сети – это соединение с землей некоторых точек сети (нейтрали обмоток силовых трансформаторов и генераторов и др.) со следующей целью: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, снижение коммутационных перенапряжений, упрощение релейной защиты от однофазных КЗ и т.д.

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей электрическим током в процессе эксплуатации электрических установок [2].

Заземление молниезащиты предназначено для отвода в землю тока мол-

нии и атмосферных индуцированных перенапряжений от молниеотвода, защитных тросов и разрядников и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Рабочее и защитное заземление должны выполнять свое назначение в течение всего года, заземление грозозащиты – только в грозовой период.

Так как системы заземления различного назначения в пределах установки практически не могут быть выполнены изолированными друг от друга и должны иметь при замыкании на землю одинаковый потенциал, то все они объединяются между собой в общую систему заземления подстанции. При объединении уменьшаются суммарное сопротивление заземления и общие затраты на заземляющие устройства.

Однако заземление молниезащиты отдельно стоящих молниеотвода, тросов, разрядников, находящихся за оградой объекта, желательно выполнять по возможности сосредоточенными и обособленными от подстанционных заземлений, чтобы предотвратить занос высоких потенциалов на общую систему заземления, на корпуса каркасы и опорные конструкции оборудования.

Согласно ПУЭ, заземляющее устройство, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0.5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории подстанции следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0.5-0.7 м от поверхности земли и на расстоянии 0.8-1.0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение этого расстояния до 1.5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между фундаментами или основаниями двух рядов не превышало 3.0 м.



Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0.5-0.7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0 и 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м<sup>2</sup>.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, так, чтобы они образовывали замкнутый контур.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных. Сопротивление заземляющего устройства при этом определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю. При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения выключателя. При этом определения допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключениях могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории – основной.

Внешнюю ограду подстанции не рекомендуется присоединять к заземляющему устройству. Если от электроустановки отходят ВЛ 110 кВ и выше, то ограду следует заземлить с помощью вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, установленных у стоек ограды по всему ее периметру через 20-50 м.

## **11.2 Экологичность**

Электроэнергетика является одной из наиболее опасных с точки зрения экологической безопасности отраслей экономики. Негативное воздействие

электроэнергетических объектов на окружающую среду имеет несколько составляющих: задымление, электромагнитное воздействие, тепловое воздействие, радиоактивное воздействие (АЭС), запыление, химическое загрязнение, поражение живых организмов электрическим током и ряд других.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование релейной защиты и автоматики. Устройства РЗА предназначены для предотвращения развития аварийных ситуаций в энергосистеме, в процессе которых, как правило, оказывается наибольшее отрицательное воздействие на окружающую среду по многим вышеперечисленным факторам, устройства РЗА служат преградой между объектами энергетики и биосферой.

Воздействие электроэнергетической подстанции на окружающую среду.

Отрицательное воздействие подстанции на окружающую среду в основном имеет следующие аспекты:

- повышенный уровень акустических шумов, возникающих при работе трансформаторов и автотрансформаторов;
- опасность загрязнения почвы и грунтовых (поверхностных) вод трансформаторным маслом;
- повышенный уровень электромагнитных полей.

Загрязнение трансформаторным маслом

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов с массой более 1т в единице (одном баке) и баковых выключателей 110кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Согласно [2] габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДТН40000/110//10 должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м.

При этом габарит маслоприемника принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2 м.

Объем маслоприемника рассчитан на одновременный прием 100% масла

содержащегося в корпусе трансформатора.

Для трансформаторов мощностью до 10 МВА допустимо выполнение маслоприемников без отвода масла. При этом маслоприемники должны выполняться в заглублении, рассчитанном на полный объем масла, содержащегося в установленном над ними оборудовании, и закрываются металлической решеткой, поверх которой должен быть посыпан слой чистого гравия или промытого графитного щебня, толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм [2].

Удаление масла и воды из заглубленного маслоприемника должно предусматриваться переносным насосным агрегатом.

На ОРУ 110 кВ проектируемой подстанции «Садовая» предполагается установка двух трансформаторов ТДТН-40000/110//10. Габариты трансформатора: длина  $A=7,3$  м; ширина  $B=3,98$  м; высота  $H=6,2$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе  $m = 22$  т. Плотность масла  $\rho = 0,85$  т/м<sup>3</sup> [2].

Для предотвращения распространения растекания масла по ОРУ и пожара маслонаполненный трансформатор ограждается маслоприемником, расчет которого необходимо произвести.

Зная массу масла и его плотность, можно определить 100% объем масла.

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{22}{0,85} = 25,88 \text{ м}^3 \quad (98)$$

Зная объем, который занимает масло, а также длину  $A=7,3$  м, ширину  $B=3,98$  м и высоту  $H = 6,2$  м до крышки трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника:

$$S_{МП} = (A+2 \cdot \Delta) \cdot (B+2 \cdot \Delta) = (7,3+2 \cdot 1,5) \cdot (3,98+2 \cdot 1,5) = 69,8 \text{ м}^2$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A+B) \cdot H, \text{ м}^3 \quad (99)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot (7,3 + 3,98) \cdot 6,2 = 139,8 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника с отводом масла рассчитывается исходя из того, что он должен принять 100% объема масла, залитого в трансформатор.

Определяем высоту уровня полного объема масла:

$$H_{\text{УРОВНЯ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}}, \text{ м}, \quad (100)$$

$$H_{\text{УРОВНЯ}} = 25,88 / 69,8 = 0,37$$

Высота маслоприемника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{УРОВНЯ}} + h_{\text{Г}} + h_{\text{ПЛ}}$$

где -  $H_{\text{УРОВНЯ}}$  – высота уровня полного объема масла;

$h_{\text{Г}}$  – толщина щебня;

$h_{\text{ПЛ}}$  – расстояние от уровня окружающей планировки до щебня.

$$H_{\text{МП}} = 0,37 + 0,25 + 0,075 = 0,695 \text{ м}.$$

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике. Рисунок 1 наглядно показывает основные размеры маслоприемника.

Дно маслоприемника выполняется под наклоном 0,005 м в сторону маслоотвода через который осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник.

Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, ре-

акторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$  в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [6].

Объем маслосборника:

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{Н_2О}, \text{ м}^3, \quad (101)$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{Н_2О} = t \cdot I \cdot S_{БПТ}, \text{ м}^3, \quad (102)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800 \text{ с}$ ;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ ;

$S_{БПТ}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{Н_2О} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 139,8 = 50328 \text{ л} = 50,33 \text{ м}^3$$

$$V_{МСБ(ТМ+Н_2О)} = 25,88 + 0,8 \cdot 50,33 = 66,144 \text{ м}^3$$

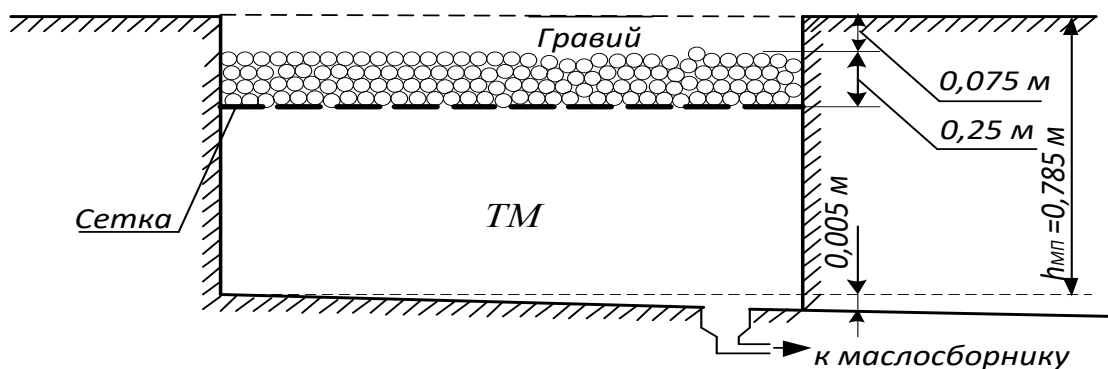


Рисунок 5 – Конструкция маслоприемника с отводом масла

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: площадь – 69,8 м<sup>2</sup>; объём масла – 25,88 м<sup>3</sup>; глубина – 0,785 м; объём маслосборника – 66,144 м<sup>3</sup>

### **11.3 Чрезвычайные ситуации**

Пожарная безопасность на подстанции предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами [5].

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами

огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

На подстанции широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огне-

тушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ [19].

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

На подстанции определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории подстанции первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропах обхода территории. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.



Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

Количество первичных средств пожаротушения на подстанции представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4	5
		1	25
		1	80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м <sup>2</sup> )	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
		огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на выпускную квалификационную работу было выполнено проектирование системы электроснабжения микрорайона «Садовый» города Большой Камень, получающего питание от ПС «Садовая» 110/10 кВ.

В данной выпускной квалификационной работе был выполнен расчёт нагрузок коммунально -бытовых, потребителей, осветительных нагрузок, для приема, преобразования и распределения электроэнергии предусмотрены комплектные закрытые трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4кВ в металлических контейнерах типа КТПН-59 полной заводской готовности, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередач. Т.е. связь с энергосистемой будет осуществляться по КЛ 10 кВ, а распределительные сети внутри города выполняются напряжением 10 кВ и 0,4 кВ. Сети внутри города 0,4 и 10 кВ выполняем кабельными линиями. Основное преимущество таких сетей - высокая надежность и большой срок службы.

Использовано новое, электрооборудование на подстанции «Садовая», которое по своим характеристикам значительно превосходит ранее созданные аппараты, значительно повышает надежность и качество электроустановок, обеспечивает удобство эксплуатации, длительный межремонтный период – 15-20 лет и т.д. Для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений установлены нелинейные ограничители перенапряжения типа ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ4. Для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации установлены антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ.-10-У2. Устойчивы к феррорезонансу и воздействию перемещающейся дуги в случае замыкания одной из фаз сети на землю.

Оперативное обслуживание ПС осуществляется с дежурством на ПС. Ремонт ПС осуществляется выездными специализированными ремонтными бригадами. Для передачи сигналов телемеханики на диспетчерский пункт организуется канал диспетчерской связи.

Установка заземляющих реакторов на напряжении 10 кВ не требуется.

Заземляющее устройство ПС рассчитано по сопротивлению растеканию тока и обеспечивает в любое время года сопротивление не превышающие 0.5 Ом. Контур выполняется стальной сеткой из круглой стали Д 10 .

В данной выпускной квалификационной работе также рассмотрены разделы экономики и безопасности жизнедеятельности, где рассматриваются задачи организации труда, стоимость электрооборудования и электромонтажных работ, вопросы охраны труда работников, безопасных методов производства электромонтажных работ. Все элементы системы электроснабжения города и электрической сети должны соответствовать требованиям электробезопасности.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.
- 2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 ГОСТ 12.1.019-79\* ССБТ «Электробезопасность» 254 с.
- 4 ГОСТ 12.0.003-74\* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».
- 5 Гурова, Е.Ю. Пожарная безопасность: Практикум для студентов очной и заочной форм обучения. – Благовещенск: АмГУ, 2001
- 6 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 7 Иманов, Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А. И. «Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока», издательство Санкт-Петербург, 2003 г. – 31с.
- 8 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД-34-20.185-94(с изменениями 1999г.).
- 9 Киреев, Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик »,2003.
- 10 Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110, 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
- 11 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус – 2 Т», Москва 25.07.05. ЗАО «Радиус Автоматика».
- 12 Мясоедов, Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007.- 192 с.

- 13 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
- 15 РД 153- 34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
- 16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 17 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
- 18 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки, 289 с
- 19 Собоурь, С.В. Пожарная безопасность электроустановок: Справочник. -2-ое изд.- М.; Спецтехника,2000.
- 20 Судаков, Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электро-снабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд-во АмГУ, 2006 г.
- 21 Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус - Л», изд-во Москва 2005, 210 с.
- 22 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с
- 23 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.