

Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция систем электроснабжения центральной части посёлка  
«Архара»

Исполнитель студент группы 242-об4	_____	К.А. Черченко
	подпись, дата	
Руководитель Доктор тех.наук, профессор	_____	И.В. Наумов
	подпись, дата	
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук	_____	А.Б. Булгаков
	подпись, дата	
Нормоконтроль доцент	_____	А.Н. Козлов
	подпись, дата	

Благовещенск 2022  
Министерство образования и науки 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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Черченко Ильи Анатольевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция систем электроснабжения центральной части посёлка Архара

(утверждено приказом от 15.03.22 № 503УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта 30.06.2022)
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Архаринский ДРСК
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов: Расчет электрических нагрузок 0.4 кВ, Выбор числа и мощности ТП. Выбор схемы и конструкции РП. Определение потерь энергии и мощности в ТП и линиях. Расчет электрических нагрузок 10 кВ. Выбор схемы и конструкции РП. Расчет токов короткого замыкания. Проверка выбранного сечения на воздействие токов короткого замыкания. Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения. Выбор электрических аппаратов. Релейная защита и автоматика. Расчет емкостных токов на землю. Заземление и молниезащита. Организационно-экономическая часть. Безопасность и экологичность
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) : до реконструкции, после реконструкции, однолинейная схема до и после реконструкции, эл схема. Релейная защита, экономика
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов А.Б.Булгаков доцент, кандидат тех.наук
7. Дата выдачи задания 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.Г. Ротачева доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 16.03.2022

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 с, 9 рисунков, 38 таблиц, 16 источников.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ХАРАКТЕРНАЯ ГРУППА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ.

В проекте спроектирована система электроснабжения для жилого района посёлка Архара.

Цель работы – определить электрическую нагрузку жилых зданий и коммунально-бытовых потребителей, спроектировать низковольтную сеть, выбрать число, тип и мощность городских трансформаторных подстанций, выбрать схему распределительной сети. Для защиты сети от коротких замыканий и перегрузки произвести выбор защитной аппаратуры и автоматики.

На основе имеющегося плана жилого района было спроектировано электроснабжение для жилого района и произведена проверка выбранного электрооборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Краткая характеристика жилого района	9
1.1 Климатическая характеристика	10
1.1.2 Характеристика существующей схемы электроснабжения	10
2 Расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ	11
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	11
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	11
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	13
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	13
2.2.2 Расчет осветительной нагрузки	16
2.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	17
2.4 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	18
2.5 Конструктивное исполнение сети 0,4 кВ	21
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	22
3 Выбор числа и мощности ТП	24
4 Выбор схемы и конструкции РП	27
5 Определение потерь энергии и мощности в ТП и линиях	28
6 Расчёт электрических нагрузок 10 кВ	32
6.1 Выбор схемы распределительной сети 10кВ	32
6.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 к ТП	33
6.3 Расчет электрических нагрузок ТП 10 кВ	33
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	34
6.5 Расчет режимов	34
6.6 Расчет электрических нагрузок РП	38

7	Выбор схемы и конструкции РП	39
8	Расчёт токов короткого замыкания	40
8.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	40
8.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	42
9	Проверка выбраного сечения на воздействие токов короткого замыкания	47
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	48
11	Выбор электрических аппаратов	49
11.1	Выбор и проверка выключателей	49
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	51
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55
11.4	Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов	56
11.5	Выбор изоляторов	59
11.6	Выбор комплектных распределительных устройств	6
11.7	Выбор и проверка предохранителей	62
11.8	Выбор и проверка автоматических выключателей	66
11.9	Выбор мощности трансформатора собственных нужд	67
11.10	Выбор и проверка ОПН	68
12	Релейная защита и автоматика	73
12.1	Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	73
12.2	Расчёт уставок максимальной токовой защиты	73
12.3	Расчёт уставок токовой отсечки	76
12.4	Автоматика и релейная защита трансформатора	78
13	Расчёт емкостных токов на землю	81
14	Заземление и молниезащита	83
14.1	Выбор и проверка заземления РП	83
14.2	Выбор проверка молниезащиты РП	87
15	Надёжность системы электроснабжения	88
15.1	Общие положения	88
15.2	Расчёт надёжности РП	89

16 Организационно – экономическая часть	96
16.1 Расчет капитальных вложений	96
16.1.2 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ	97
16.1.3 Капиталовложения на сооружение КТП	99
16.1.4 Капиталовложения на строительство РП	100
16.1.5 Капиталовложения на сооружение СЭС	100
16.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети	100
16.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети	100
16.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери	102
16.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала	105
16.4 Расчет заработной платы и страховых взносов	106
16.4.1 Расчет заработной платы	106
16.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование	107
16.4.3 Расчет прочих затрат	107
16.4.4 Расчет себестоимости электрической энергии	107
16.5 Оценка экономической эффективности проекта	109
16.6 Чистый дисконтированный доход	111
17 Безопасность и экологичность	114
17.1 Безопасность	114
17.2 Экологичность	118
17.3 Чрезвычайные ситуации	121
Заключение	124
Библиографический список	125

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

А – ампер;

АВ – автоматический выключатель;

В – вольт;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

СНиП – строительные нормы и правила;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ЭП – электроприёмник.

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

## ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей в данной выпускной квалификационной работе является создание наиболее экономичной и надежной схемы электроснабжения путем разработки оптимальной системы распределения электроэнергии, при этом необходимо оптимально выбрать число и мощность трансформаторов в КТП, средств КРМ, сечения кабелей. В результате чего снижаются затраты при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории посёлка и предназначенных для его потребителей. Для питания потребителей, расположенных на территории посёлка, создаются специальные электрические сети, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности. Наиболее полно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в больших городах. В настоящее время такие сети образуют специфические системы электроснабжения городов.

Вследствие, развития промышленной, селитебной, коммунально – складской и внешне транспортной зоны, возникает проблема рационального построения городских систем электроснабжения, в результате чего, происходит расширение электрических сетей, расположенных на территории городов, предназначенных для электроснабжения их потребителей.



## 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Архаринский район образован в 1925 году, до 1964 года назывался Хингано-Архаринским. Площадь - 14,6 тыс. кв. км. Архаринский район занимает крайний юго-восток области в бассейне реки Архары. Граничит на северо-западе и западе с Бурейским районом Амурской области, на востоке с Верхнебуреинским районом Хабаровского края, на юго-востоке с Облученским районом Еврейской автономной областью, на юго-западе и юге — государственная граница с КНР.

Численность постоянного населения на 1 января 2022 года составила 15496 тыс. человек. Плотность населения - 1,06 человека на 1 кв. км. В районе 48 населенных пунктов и 1 поселок городского типа - Архара. Поселок Архара, основанный в 1911 году как станция на Транссибирской железнодорожной магистрали, является центром Архаринского района и расположен в 263 км к юго-востоку от Благовещенска. Является с 1950 года поселком городского типа.

Численность населения п.г.т. Архара по данным на 1.01.2022 г. составляет около 9044 человек. В Архаре три основных микрорайона: “Шахтерский”, “Центр” и “Военный городок”. В дипломном проекте рассматривается реконструкция системы электроснабжения центральной части п.г.т. Архара.

В Архаре преобладает частный сектор (одно и двухквартирные дома) и многоэтажная застройка – дома высотой до пяти этажей и количеством квартир от сорока до ста. Квартиры, как новой планировки, так и старой, как с электрическими плитами, так и с плитами на сжиженном газе. В домах отсутствует силовая нагрузка. Более 60 % потребителей относятся к потребителям третьей категории надёжности, остальные – к второй.

### 1.1.1 Климатическая характеристика

Континентальность климата выражается большими годовыми (45-50 °С) и суточными (до 20 °С) амплитудами температур воздуха; муссонность – почти

исключительно северо-западными ветрами зимой, резким преобладанием летних осадков. Температура воздуха в январе минус 30 °С, в июле плюс 30 °С. Годовое количество осадков 651 мм. Они выпадают преимущественно в тёплый период. Дожди ливневые и обложные, бывает град. Зимой снежный покров 17 см. Средняя годовая скорость ветра – до 3.6 м/сек. Весной и осенью в отдельные дни она достигает 20 м/сек. Зимой образуется слой сезонно мерзлоты до 2.5–3 м, полностью оттаивающий к началу июля.

Чётко выражены времена года. Лето – преимущественно жаркое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая с маломощным снежным покровом, с большим количеством солнечного сияния.

#### 1.1.2 Характеристика существующей схемы электроснабжения

Электроснабжение п.г.т. Архара осуществляется по фидерам 10 кВ, источниками питания которых являются две электрические подстанции: 110/35/10 кВ – "Архара" и 35/10 – "Набережная". Питающие фидеры 10 кВ выполнены в основном на железобетонных опорах и деревянных опорах с железобетонной приставкой, проводом марки "А" и "АС" сечением 50, 75 и 90 мм<sup>2</sup>. Схема имеет сложную конфигурацию. Это обусловлено хаотичным строительством.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Расчет нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочередно отдельные узлы электрических сетей. При этом следует различать нагрузки, приведенные к вводу конкретного потребителя и нагрузки элементов системы.

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, выбора защиты сетей и электрооборудования.

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 бытовых потребителей

#### 2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

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 курсовом проекте принимаем 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].

В качестве расчетного примера возьмем двухквартирный дом с плитой, работающей на природном газе.

$P_{кв.гд} = 1,4$  при количестве квартир от 1-ой до 3-х с плитами на природном газе.

$$P_{кв} = 1,4 \cdot 2 = 2,8 \text{ кВт};$$

Реактивная нагрузка рассчитывается по формуле:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (6)$$

где  $tg\varphi$  - расчетный коэффициент реактивной мощности, для квартир с плитами на природном, газообразном или твердом топливе равен 0,29.

$$Q_{кв} = 2,8 \cdot 0,2 = 0,56 \text{ кВар};$$

Полная мощность находится по формуле:

$$S_{кв} = \sqrt{P_{кв}^2 + Q_{кв}^2} \quad (7)$$

$$S_{кв} = \sqrt{2,8^2 + 0,56^2} = 2,9 \text{ кВА};$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

## 2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

### 2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

$$P_{р.общ.зд} = p_{уд.общ.зд} \cdot n, \quad (8)$$

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.

Рассмотрим пример для расчета электрической нагрузки продовольственного магазина

$$P_{р.общ.зд} = 0,25 \cdot 30 = 7,5 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка продовольственного магазина кВт/м<sup>2</sup> [3];

Результаты расчетов нагрузок показаны на примере ТП 6, ТП 27 и сведены в таблицу 1

Таблица 1 – расчет электрических нагрузок ТП 6 и ТП 27

<b>ТП№6 400 кВА</b>	кол -во	кол -во кв.	Площа дь	кол -во мес т	Руд	Tg f	P, кВт	Q,кВар	S, кВА	Кз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Школа №1	1			220	0,25	0,3 8	55	20,9		
Д.Сад	1			80	0,46	0,2 5	36,8	9,2		
Гараж	11				1	0,2	11	2,2		
Дом 3х эт	4	24			1,4	0,2	134,4	26,88		
Дом 2х эт	3	16			1,8	0,2	86,4	17,28		
Торгвый центр	1		800		0,16	0,7	128	89,6		
Частный сектор	50				1,4	0,2	70	14		
упк	1		650		0,04 3	0,4 8	27,95	13,416		
Магазин прод.	2		20		0,25	0,7	10	7		
магазин не прод.	3		25		0,16	0,7	12	8,4		
Итого							408,6	119,54 64	425,72 91	1,0643228 53
<b>ТП№27 250 кВА</b>										
гараж	7				1	0,2	7	1,4		
Дом 3х эт	1	24			1,4	0,2	33,6	6,72		
Кафе морозко	1			30	1,04	0,2	31,2	6,24		
Магазин спектр	1		70		0,15	0,7	10,5	7,35		
Дом 2х эт	3	16			1,8	0,2	86,4	17,28		
Частный сектор	3				1,4	0,2	4,2	0,84		
магазин прод	5	20			0,25	0,7	25	17,5		
магазин не прод.	4	25			0,16	0,7	16	11,2		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Аптека	1		30		0,16	0,4 8	4,8	2,304		
Церковь	1		80		0,25	0,7	20	14		
Почта	1		50		0,05 4	0,5 7	2,7	1,539		
Админ. Зд.	1		800		0,04 3	0,4 8	34,4	16,512		
Универм аг	1		400		0,16	0,7	64	44,8		
Торгвый центр	1		300		0,16	0,7	48	33,6		
Итого							228,9 4	85,178	244,27 2	0,9770880 43

Исходя из расчётов видно что обе подстанции перегружены, кроме того, электрическая нагрузка в посёлке сильно размазана по территории.

Это обусловлено большой площадью Архары, малой мощностью потребителя и малым количеством ТП, как следствие этого, слишком длинные линии ,которые несут огромные потери не как не соответствующие ГОСТ 32-144 о качестве электроэнергии.

В своём дипломном проекте я спроектирую новую систему электроснабжения посёлка, которая будет иметь небольшие потери и экономически выгодна .

Схема расположения ТП до и после реконструкции продемонстрирована в графической части.

Чтобы избежать больших потерь напряжения, необходимо обеспечить наименьшую длину линии, и равномерно распределить нагрузку на фидера ТП.

После проектирования размещения нагрузки по линиям в ТП, так же производим расчёт мощностей по удельным показателям.

Результат расчёта нагрузок приведён в таблице 2.

Таблица 2 – расчёт нагрузок реконструируемой сети

№ ТП	ТП 1	P сумм	Q сумм	Scумм
ТП 1	ф-1	34,7	8,19	35,65341639
	ф-2	19,6	3,92	19,98815649
	ф-3	36,3	7,26	37,01888167
	ф-4	35,9	7,18	36,61096011
ТП 2	ф-1	36,1	8,47	37,08033037
	ф-2	34,5	6,9	35,18323464
	ф-3	38,9	9,03	39,93433235
	ф-4	33,6	6,72	34,26541113
ТП 3	ф-1	34,5	6,9	35,18323464
	ф-2	28	5,6	28,55450928
	ф-3	44,3	8,86	45,17731289
ТП 4	ф-1	46,2	10,49	47,37594432
	ф-2	46,7	10,59	47,8856774
	ф-3	49,22	10,58	50,34426283
ТП 5	ф-1	100,8	20,16	102,7962334
	ф-2	67,46	13,7328	68,84360098
	ф-3	88	26,4	91,87469728
	ф-4	112,5	78,75	137,3237507
	ф-5	53	16,62	55,54479634
	ф-6	108,5	75,95	132,4411284
	ф-7	119,856	74,726	141,2424717
ТП 6	ф-1	124,21	38,307	129,9828848
	ф-2	26,6	37,24	45,76437042
	ф-3	88,6	19,112	90,63789795
ТП 7	ф-1	62,24	23,248	66,44010163
	ф-2	80,2	16,04	81,788273
	ф-3	94,132	19,11536	96,05326862
ТП 8	ф-1	153,6	30,72	156,6418795
	ф-2	37,36	9,312	38,50302513
	ф-3	54,04	35,608	64,71670004
ТП 9	ф-1	99,67	17,30111	101,1604533
	ф-2	50,24	11,0112	51,43252012
	ф-3	82,888	21,53024	85,63861149

### 2.2.2 Расчет осветительной нагрузки

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



$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L \quad (9)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой XLD-ДКУ08.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета для уличного освещения

ТП №	Длина улицы	Руд	Tan	Росв	Qосв	S осв
1	3,2	3,9	0,75	12,48	9,36	15,6
2	2,55	3,9	0,75	9,945	7,45875	12,43125
3	2,15	3,9	0,75	8,385	6,28875	10,48125
4	1,3	3,9	0,75	5,07	3,8025	6,3375
5	1,42	3,9	0,75	5,538	4,1535	6,9225
6	1,3	3,9	0,75	5,07	3,8025	6,3375
7	1,25	3,9	0,75	4,875	3,65625	6,09375
8	0,65	3,9	0,75	2,535	1,90125	3,16875
9	1,25	3,9	0,75	4,875	3,65625	6,09375

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

При проектировании городской распределительной сети 0,4 кВ обычно используют радиальную, лучевую или петлевую схему электроснабжения.

В радиальной схеме электроэнергия передается по линии от источника питания напрямую к потребителю.

При лучевой схеме электропитания, от источника питания (в данном случае от ТП) отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является надежной схемой. Особенностью схемы является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, т.к. в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

#### 2.4 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей. При этом мощность распределяется по возможности равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных включениях и отключениях. Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле[4]:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{р.л}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}}} \quad (10)$$

где  $S_{\text{р.л}}$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение, принимается равным 0,4 кВ;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей в линии

Выбранное сечение провода должно быть проверено:

- на допустимые токовые нагрузки по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах;
- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;
- на обеспечение надежного срабатывания плавких предохранителей или автоматических выключателей при однофазных и междуфазных КЗ и перегрузках.

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного электропотребителя не должно превышать  $\pm 5\%$  в нормальном режиме, и  $\pm 10\%$  в послеаварийном режиме [2].

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \%, \quad (11)$$

где  $I$  - рабочий максимальный ток, А;

$L$  - длина линии, км;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение, кВ;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

где  $I_p$  - расчетный ток участка, А;

Линии электропередачи до 20 кВ на селитебной зоне территории городов, в районах застройки зданиями высотой 4 этажа и выше должны выполняться, как правило, кабельными. В районах застройки зданиями до 3 этажей линии электропередачи следует, как правило, выполнять воздушными.

В нашем случае дома в основном частные высотой 1 этаж.

Для воздушных линий электропередач будем использовать самонесущие изолированные провода (СИП 2А). Для ответвлений ВЛИ до 1 кВ к вводам в здания примем коаксиальные вводы.

На воздушных линиях электропередачи 0,4 – 10 кВ примем железобетонные опоры. Так как реконструируемые линии обслуживаются одной организацией, то подвеска проводов 0,4 кВ и 10 кВ может осуществляться на одних опорах [15].

Выбор сечений СИП-2 осуществляется по формуле (10).

Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Марка и сечение провода на 0,4

№ТП	Фидер	Scумм	Ирач	Идл. Доп	Сечение
ТП 1	ф-1	35,65341639	54,169762	160	3x35+1x50
	ф-2	19,98815649	30,368862	130	3x25+1x35
	ф-3	37,01888167	56,244372	160	3x35+1x50
	ф-4	36,61096011	55,624599	160	3x35+1x50
ТП 2	ф-1	37,08033037	56,337733	160	3x35+1x50
	ф-2	35,18323464	53,455395	160	3x35+1x50
	ф-3	39,93433235	60,673941	160	3x35+1x50
	ф-4	34,26541113	52,060906	160	3x35+1x50
ТП 3	ф-1	35,18323464	53,455395	160	3x35+1x50
	ф-2	28,55450928	43,384088	130	3x25+1x35
	ф-3	45,17731289	68,639826	160	3x35+1x50
ТП 4	ф-1	47,37594432	71,980301	160	3x35+1x50
	ф-2	47,8856774	72,75476	160	3x35+1x50
	ф-3	50,34426283	76,490194	160	3x35+1x50
ТП 5	ф-1	102,7962334	156,18272	195	3x50+1x50
	ф-2	68,84360098	104,59703	160	3x35+1x50
	ф-3	91,87469728	139,58916	195	3x50+1x50
	ф-4	137,3237507	208,64185	240	3x70+1x95
	ф-5	55,54479634	84,391587	160	3x35+1x50
	ф-6	132,4411284	201,22348	240	3x70+1x95
	ф-7	141,2424717	214,59573	240	3x70+1x95
ТП 6	ф-1	129,9828848	197,48856	240	3x70+1x95
	ф-2	45,76437042	69,531767	160	3x35+1x50
	ф-3	90,63789795	137,71004	195	3x50+1x50
ТП 7	ф-1	66,44010163	100,94529	160	3x35+1x50
	ф-2	81,788273	124,26442	160	3x35+1x50
	ф-3	96,05326862	145,93784	195	3x50+1x50
ТП 8	ф-1	156,6418795	237,99271	300	3x95+1x95
	ф-2	38,50302513	58,499295	130	3x25+1x35
	ф-3	64,71670004	98,326853	160	3x35+1x50
ТП 9	ф-1	101,1604533	153,69741	195	3x50+1x50
	ф-2	51,43252012	78,14363	160	3x35+1x50
	ф-3	85,63861149	130,11441	160	3x35+1x50

Если выбранное сечение провода не проходит проверку по падению напряжения, то принимаем к установке провод большего сечения.

Рассмотрим на примере ТП №1, первая линия. На этой линии принят СИП 2А сечением 35. Найдем отклонение напряжения по формуле (11):

$$\Delta U = \frac{0,457 \cdot 54,169 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (1,111 \cdot 0,981 + 0,0802 \cdot 0,196) \cdot 100 = 4,185\%.$$

Отклонение напряжения находится в допустимых пределах, из чего делаем вывод о правильности выбранного сечения.

## 2.5 Конструктивное исполнение сети 0,4 кВ

Конструкция сети 0,4 кВ принимается на базе стоек железобетонных СВ 95-2 с применением самонесущих изолированных, скрученными в жгут проводов. Воздушной линией электропередачи напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами (ВЛИ) называется устройство, предназначенное для передачи электроэнергии по изолированным, скрученным в жгут проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи узлов крепления, крюков, кронштейнов и арматуры к опорам, стенам зданий и сооружений.

В местах изменения направления трассы ВЛ на угол до 60° и 45° устанавливаются угловые промежуточные опоры УП 3 и УП 4. На прямых участках ВЛИ, при смене сечения провода и на концах ВЛИ устанавливаются концевые (анкерные) опоры К3, К4. В местах изменения направления трассы ВЛИ на угол поворота до 90° устанавливаются угловые анкерные опоры УА3, УА4. Опоры являются концевыми в сторону ответвления, следующая опора ответвления промежуточная. В местах изменения направления магистрали ВЛИ на угол поворота от 0° до 90° устанавливаются ответвительные угловые опоры ОУ3. При пересечении ВЛИ с улицами, автомобильными дорогами устанавливаются переходные промежуточные опоры. Пролеты между опорами принимаются 40 - 45 м, а их ответвления к вводам не превышают 10 м.

Крепление, соединение СИП и присоединение к СИП производится при помощи специальной линейной арматуры.

Расстояние от СИП ВЛИ до поверхности земли проезжей части улиц при наибольшей расчетной стреле провеса должно быть не менее 5,5 м, а расстояние до поверхности непроезжей части улиц при наибольшей стреле провеса СИП – не менее 4 м.

Расстояние от СИП ВЛИ до тротуаров и пешеходных дорожек при пересечении непроезжей части улиц ответвлениями от магистрали к вводам должно быть не менее 3,5 м. Расстояние от поверхности земли до СИП перед вводом должно быть не менее 2,5 м.

Глубина залегания опор в грунт 2 – 2,2 м. Все траверсы заземляются. На опоре предусматривается установка светильников РКУ01-125-008.

## 2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P..Л} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n P_{P..Л}. \quad (13)$$

$$Q_{P..ТП} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{P..Л}. \quad (14)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 1

$$P_{P..ТП} = (0,9 \cdot (ТП1 - \phi1) + (ТП1 - \phi2) + (ТП1 - \phi3) + (ТП1 - \phi4) + P_{осв});$$

$$Q_{P..ТП} = (0,9 \cdot (ТП1 - \phi1) + (ТП1 - \phi2) + (ТП1 - \phi3) + (ТП1 - \phi4) + Q_{осв});$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	Snгр	Sосв	Sр.ТП, кВА
ТП1	129,3	15,6	144,871
ТП2	146,5	12,4	158,895
ТП3	108,9	10,5	119,4
ТП4	145,61	6,34	151,94
ТП5	730,1	6,92	737,1
ТП6	266,38	6,34	272,72
ТП7	244,28	6,1	250,375
ТП8	259,87	3,2	263,03
ТП9	238,23	6,2	244,325

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Выбор числа и мощности трансформаторов производится в зависимости от расчетной активной мощности. Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ подходящих к ТП, с учетом коэффициента одновременности.

Так как в посёлке практически вся нагрузка имеет третью категорию надёжности то в целях уменьшения затрат на реконструкцию , а также для оптимизации загрузки силовых трансформаторов, предлагается устанавливать однотрансформаторные подстанции.

Коэффициент загрузки для третьей категории может доходить до значений 0,9-0,95 .

Теперь перейдём к выбору числа и мощности силовых трансформаторов на ТП.

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{P_{P.ТП}^2 + Q_{P.ТП}^2}}{K_3 \cdot N_T} \quad (15)$$

где  $K_{з.одн.} = 0,7$  – коэффициент загрузки;

$P_{P.ТП}$  – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$Q_{P.ТП}$  – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$N_T$  – количество трансформаторов на ТП;

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [14] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч} , \quad (16)$$

где  $S_{T_{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:



$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T} \quad (17)$$

Произведем выбор трансформатора для ТП 1:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{(144,87)^2}}{0,9} = 160,29 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Принимаем мощность ТП = 160 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(144,87)^2}}{160} = 0,901 \leq 0,95$$

Трансформатор выбран верно. Для остальных ТП выбор проведен аналогично. Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Мощности трансформаторов ТП и их коэффициенты загрузки

Номер ТП	$S_{расч.}$ , кВА	$S_T$ , кВА	$k_3$	Тип трансформатора ТП
ТП1	144.87	160	0,905	ТМ160/10
ТП2	158.89	250	0,635	ТМ250/10
ТП3	119,39	160	0,74	ТМ160/10
ТП4	151,94	160	0,94	ТМ160/10
ТП5	736.98	1000	0,74	ТМ1000/10

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
ТП6	272.72	400	0,68	ТМ400/10
ТП7	250.38	400	0,62	ТМ400/10
ТП8	263.03	400	0,65	ТМ400/10
ТП9	272.33	400	0,67	ТМ400/10

Из расчётов видно что первые 4 подстанции которые находятся в частном секторе и служат для питания в основном жилых многоквартирных домов, загружены под 90 %.

Это в полне нормально, так как в этом районе перспектив на строительство и увеличение запаса мощности не возможно. На последних пяти ТП коэффициент загрузки близок к 0,7 . В нашем случае , я считаю, это очень выгодно , так как они находятся в центре посёлка ,а строительство и увеличение нагрузок там происходит регулярно.

## 4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для городских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПГ и КТПБ. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов повышенной этажности используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 1:

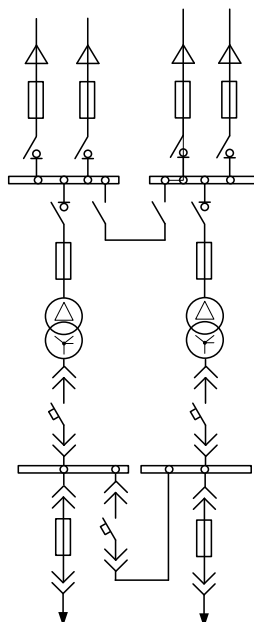


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

## 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (18)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (19)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

$x, r$  - реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (20)$$

где  $\tau$  - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (21)$$

где  $T_i$  - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1-ф1 по формулам:

$$\Delta P = \frac{34,7^2 \cdot 1,11 + 8,19^2 \cdot 1,11}{0,4^2} = 9,78 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q = \frac{34,7^2 \cdot 0,08 + 8,19^2 \cdot 0,08}{0,4^2} = 0,71 \text{ квар};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ час};$$

$$\Delta W = 9,78 \cdot 1098 = 10738 \text{ кВт.час.}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Определение потерь мощности и энергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм <sup>2</sup>	R, ом	X, ом	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-ф1	34,7	8,19	35	1,11	0,08	9,78	0,7	10738,7
ТП1-ф2	19,6	30,37	25	1,54	0,0827	13,93	0,75	15299,04
ТП1-ф3	36,3	7,26	35	1,11	0,08	10,54	0,76	11576,99
ТП1-ф4	35,9	7,18	35	1,11	0,08	10,31	0,74	11323,26
ТП2-ф1	36,1	8,47	35	1,11	0,08	10,58	0,76	11615,46
ТП2-ф2	34,5	6,9	35	1,11	0,08	9,52	0,69	10457,33
ТП2-ф3	38,9	9,03	35	1,11	0,08	12,27	0,88	13472,31
ТП2-ф4	33,6	6,72	35	1,11	0,08	9,03	0,65	9918,85
ТП3-ф1	34,5	6,9	35	1,11	0,08	9,52	0,69	10457,33
ТП3-ф2	28	5,6	25	1,54	,0827	8,69	0,47	9547,84
ТП3-ф3	44,3	8,86	35	1,11	0,08	15,7	1,13	17242,09
ТП4-ф1	46,2	10,49	35	1,11	0,08	17,27	1,25	18961,16
ТП4-ф2	45,7	10,59	35	1,11	0,08	17,64	1,27	19371,38
ТП4-ф3	49,22	10,58	35	1,11	0,08	19,5	1,4	21411,6
ТП5-ф1	100,8	20,16	50	0,82	0,0794	60,15	5,81	66048,26
ТП5-ф2	67,46	13,73	35	1,11	0,08	36,46	2,63	40037,77
ТП5-ф3	88	26,4	50	0,82	0,0794	48,05	4,64	52759,27
ТП5-ф4	112,5	78,75	70	0,57	0,0785	74,18	10,25	81446,94
ТП5-ф5	53	16,62	35	1,11	0,08	23,74	1,71	26063,69
ТП5-ф6	108,5	74,95	70	0,57	0,0785	68,4	9,45	75106,39
ТП5-ф7	119,86	74,7	70	0,57	0,0785	78,46	10,84	86149,03
ТП6-ф1	214,21	38,31	70	0,57	0,0785	66,46	9,05	72971,93
ТП6-ф2	26,5	37,24	35	1,11	0,08	16,11	1,16	17693,11
ТП6-ф3	88,6	19,11	50	0,82	0,0794	46,75	4,52	51348,36

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП7-ф1	62,24	23,25	35	1,11	0,08	33,96	2,45	37291,5
ТП7-ф2	80,2	16,04	35	1,11	0,08	51,47	3,72	56510,8
ТП7-ф3	94,132	19,12	50	0,82	0,0794	52,52	5,07	57667,5
ТП8-ф1	153,6	30,72	95	0,411	0,0762	69,84	12,95	76681,9
ТП8-ф2	37,36	9,31	25	1,54	,0827	12,81	0,85	17359,83
ТП8-ф3	54,04	35,61	35	1,11	0,08	32,22	2,33	35381,97
ТП9-ф1	99,67	17,3	50	0,82	0,0794	58,25	5,63	63962,71
ТП9-ф2	50,24	11,01	35	1,11	0,08	20,35	1,47	22347,1
ТП9-ф3	82,89	21,53	35	1,11	0,08	56,43	4,07	61959,44

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_p^2 R + Q_p^2 R)}{U^2} \quad (22)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_p^2 X + Q_p^2 X)}{U^2} \quad (23)$$

где  $P_p, Q_p$  - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

$X, R$  - реактивное и активное сопротивления трансформаторов, Ом/км;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Расчет потерь проведен для ТП1:

$$\Delta P = \frac{(1535,99^2 \cdot 0,79 + 336,53 \cdot 0,79)}{0,4^2} = 13,53 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q = \frac{(1535,99^2 \cdot 4,73 + 336,53 \cdot 4,73)}{0,4^2} = 99,06 \text{ квар.}$$

Результат расчета приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{p.тп}$ , кВт	$Q_{p.тп}$ , квар	$S_{тп}$ , КВА	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар
ТП1	138,98	35,9	160	2,14	5,38

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
ТП2	153,1	38,6	250	1,47	4,23
ТП3	115,2	27,6	160	1,46	3,67
ТП4	147,2	35,5	160	2,38	5,99
ТП5	655,7	310,5	100	5,69	23,03
ТП6	244,5	98,5	400	2,39	7,42
ТП7	241,5	62,1	400	2,14	6,64
ТП8	247,5	77,5	400	2,31	7,19
ТП9	237,7	53,5	400	2,04	6,34

## 6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке потокораздела.

### 6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем ЭСГ аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Специфика требований заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

- радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;
- петлевые неавтоматизированные распределительные сети;
- петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В данном проекте используется петлевые автоматизированные распределительные сети



## 6.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 9.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P \quad (24)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q \quad (25)$$

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$ , кВт	$Q_{Р.ТП}$ , квар	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар	$P_{ТП.ВН}$ , кВт	$Q_{ТП.ВН}$ , квар
ТП1	138,98	35,91	2,13	5,38	141,11	41,3
ТП2	153,05	38,58	1,37	4,23	154,5	42,8
ТП3	115,19	27,65	1,45	3,67	116,64	31,3
ТП4	147,19	35,46	2,38	5,99	149,57	41,45
ТП5	655,65	310,5	5,7	23,03	661,344	333,52
ТП6	244,5	98,46	2,39	7,43	246,87	105,89
ТП7	241,45	62,06	2,14	6,64	243,58	68,7
ТП8	247,54	77,54	2,31	7,19	249,85	84,7
ТП9	237,67	53,5	2,04	6,34	239,7	59,84

## 6.3 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1, [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (26)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (27)$$

где  $k_y$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

$P_{Л.10} = 0,7 \cdot (141,11 + 154,5 + 116,64 + 149,57 + 661,34 + 246,87 + 243,58 + 249,85 + 239,71) = 1542,23$  кВт;

$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot (41,3 + 42,81 + 31,31 + 41,45 + 333,52 + 105,89 + 68,7 + 84,73 + 59,84) = 566,68$  квар;

$$S_{Л.10} = \sqrt{1542,24^2 + 566,68^2} = 1643,06 \text{ кВА.}$$

#### 6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Выбор сечения кабельных линий осуществим по условию равенства его сечения на всех участках линий. Данные необходимые для выбора сечения кабельных линий возьмем из расчета точки потокораздела.

Данный метод используется при выборе сечения проводов и кабелей в городских электрических сетях. Равенство сечений проводов обеспечивает наиболее выгодные условия для строительства и монтажа сети или ее участков. Особые преимущественные такая структура имеет для линий с большим количеством нагрузок, достаточно близко расположенных друг к другу.

#### 6.5 Расчет режимов

Исходными данными для расчета режима являются:

- марка сечения кабеля и его длина;
- нагрузка в кВА трансформаторных подстанций;
- напряжения источников питания.

В данной схеме два источника питания, которыми являются ПС «Южная» и ЦРП.

Алгоритм расчета режима приведен ниже.

Определяются сопротивления участков сети по удельным параметрам (Ом)

$$Z = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l, \quad (28)$$

где  $r_0, x_0$  - удельные активное и реактивное сопротивления линии (Ом/км);

$l$  - длина линии (км).

Покажем расчет сопротивления на примере участка РП-ТПЗ:

$$Z = (0,62 + j \cdot 0,09) \cdot 0,624 = 0,387 + 0,056i \text{ Ом.}$$

Потери мощности на участке i-j определяются по формуле (кВА):

$$\delta S_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_c^2} \cdot Z_{ij}, \quad (29)$$

где  $U_c$  – напряжение в сети (кВ).

Рассмотрим расчет потерь мощности на примере участка ТПЗ-ТП4

$$\delta S_{ij} = \frac{156,62^2 + 61,202^2}{10^2} \cdot (0,306 + 0,044i) = 8,66 + 12,57i \text{ кВА.}$$

Мощность в начале участка i-j с учетом потерь определяется по формуле (кВА):

$$S_{ij}^H = S_{ij}^K + \delta S_{ij},$$

(27)

где  $S_{ij}^K$  - мощность в конце участка (кВА).

Мощности в начале рассматриваемого в качестве примера участка равна:

$$S_{ij}^H = 156,619 + 8,66 + j \cdot (61,202 + 1,257) = 243,221 + 73,774i \text{ кВА}$$

Определяются потоки мощности на головных участках (кВА):

$$S_{1i} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot Z_{i1}^*}{Z_{1-1}^*}, \quad (30)$$

где  $S_i$  - расчетная мощность  $i$ -го узла (кВА);

$Z_{i1}^*$  - сопряженный комплекс сопротивлений от  $i$ -й точки сети до противоположного конца схемы замещения (Ом);

$Z_{1-1}^*$  - сопряженный комплекс суммарного сопротивления всех участков сети (Ом).

Точка потокораздела находится, по первому закону Кирхгофа. После точки потокораздела мощность на участке, следующем за ней, меняет свой знак на противоположный. Затем сеть разрезается по точке потокораздела и отдельно рассчитываются потоки мощности в двух разомкнутых сетях.

Рассчитываются потоки мощности в конце участка разомкнутой сети (кВА):

$$S_{ij}^K = S_{ij}^H + S_i, \quad (31)$$

Рассмотрим на примере участка ТПЗ-ТП1:

$$S_{ij}^K = 243,2 + 8,66 + j \cdot (73,77 + 12,51) = 251,82 + j \cdot 86,38 \text{ кВА.}$$

Находятся напряжения во все узлах схемы (кВ):

$$U_i = U_{III} - \frac{\operatorname{Re}(S_{ijn}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ij}) + \operatorname{Im}(S_{ijn}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{ij})}{U_{III}^*} - j \cdot \frac{\operatorname{Re}(S_{ijn}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{ij}) - \operatorname{Im}(S_{ijn}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ij})}{U_{III}^*}$$

$$U_1 = 10 - \frac{1814 \cdot 0,156 + 438,9 \cdot 0,017}{10} - j \cdot \frac{1814 \cdot 0,017 - 438,9 \cdot 0,156}{10} = 9,971 + j \cdot 0,004$$

Таблица 10 – Результат расчета потоков мощности

Маршрут	$\Delta S$ , кВА	$S_H$ , кВА	$S_K$ , кВА
РП-ТПЗ	0,063287+0,000918i	1018+214.545i	385.4+122.677i
ТП1-ТПЗ	0,0086602+0,000121i	643.221+73.774i	156.619+61.202i
ТП1-ТП2	0,008853+0,000128i	245.15+74.054i	54.189+54.2i

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4
ТП2-ТП4	0,004437+0,000645i	805.239+177.171i	362.869+112.956i
РП-ТП4	0,0897338+0,0001359i	1853+356.483i	955.878+226.224i
РП-ТП5	0,02546+0,000369i	506.155+145.672i	751.574+238.376i
ТП5-ТП8	0,001249+0,0001814i	2135+419.66i	2249+549.554i
ТП8-ТП9	0,00011831+0,0000178i	5008+2.267i	619.073+210.804i
ТП9-ТП7	0,00018325+0,00002655i	377.523+127i	751.574+238.376i
ТП7-ТП6	0,0001258+0,00001827i	39216+6204i	251.689+108.734i
ТП6-РП	0,032984+0,004787i	39219+6204i	6237+1417i

Таблица 11 – Результат расчета режимов в узлах

№ ТП	U, кВ (Норм.режим)	U <sub>мод</sub> , кВ	U, кВ (ПА.режим)	U <sub>мод</sub> , кВ
1	2	3	4	5
ТП1	9.959+0,002582i	9.959	9.735+0,00407i	9.735
ТП2	9.951+0,003911i	9.951	9.698+0,006779i	9.698
ТП3	9.943+0,005118i	9.943	9.69+0,008015i	9.69
ТП4	9.917+0,006962i	9.917	9.682+0,008868i	9.682
ТП5	9.948+0,004127i	9.948	9.986+0,004519i	9.986
ТП6	9.821+0,00923i	9.821	9.963+0.011i	9.963
ТП7	9.798+0.0012i	9.798	9.947+0.014i	9.947
ТП8	9.789+0.0014i	9.789	9.929+0.018i	9.929
ТП9	9.978+0,005174i	9.978	9.925+0.019i	9.925

При расчёте режима мы находим токи в каждой линии и по значениям этих токов определяем сечение кабеля АСБ, результат занесём в таблицу 12.

Таблица 12 – выбор кабеля для ТП

Участок сети	L, м	I <sub>расч</sub> А	I <sub>доп</sub> А	I <sub>дл.до</sub> п А	F, мм <sup>2</sup>	Марка
РП-ТП3	0,62 4	6,855	110	161, 59	35	АСБл (3x35)
РП-ТП4	0,15	10.48 8	110	161, 59	35	АСБл (3x35)
РП-ТП5	0,13 2	75.34 7	134	196, 85	50	АСБл (3x50)
РП-ТП6	0,69 3	30.76 4	134	196, 85	50	АСБл (3x50)
ТП1-ТП3	0,56	2,515	110	161, 59	35	АСБл (3x35)

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7
ТП1-ТП2	0,50 5	2,339	110	161, 59	35	АСБл (3x35)
ТП2-ТП4	0,49 4	5,915	110	161, 59	35	АСБл (3x35)
ТП6-ТП7	0,27 1	16,05 1	134	196, 85	50	АСБл (3x50)
ТП5-ТП8	0,35 6	31,07 6	134	196, 85	50	АСБл (3x50)
ТП7-ТП9	0,54 6	0.653	134	196, 85	50	АСБл (3x50)
ТП8-ТП9	0,32 4	14,97 9	134	196, 85	50	АСБл (3x50)

### 6.6 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях.

Сумма потерь мощности во всех линиях равна:

$$\Delta S_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta S_1 + \sum_1^n \Delta S_2 \quad (32)$$

$$\Delta S_{\Sigma} = 0,0057 + 0,0015 = 0,0072 \text{ кВА};$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$S_{РП.10} = S_{Л.10} + \Delta S_{\Sigma}; \quad (33)$$

$$S_{РП.10} = 1643,06 + 0,0072 = 1643,07 \text{ кВА};$$

## 7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

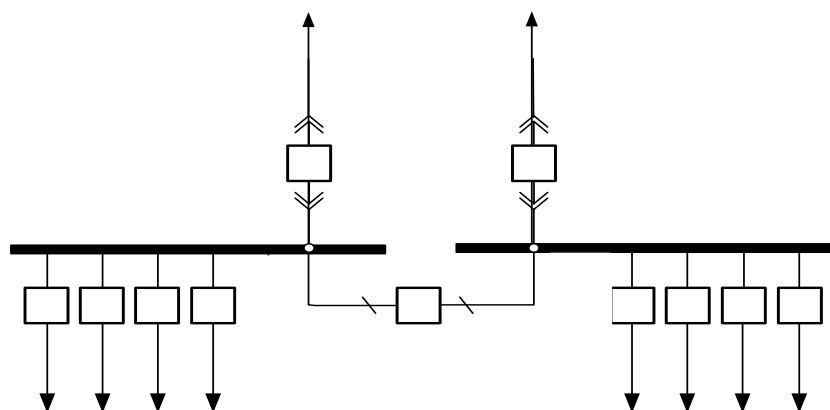


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

### 8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

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:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (34)$$

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

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2} \quad (35)$$

Сопротивление системы находится:

$$X_c = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c}$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} \quad (36)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_k^{(3)} \quad (37)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:



$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (38)$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

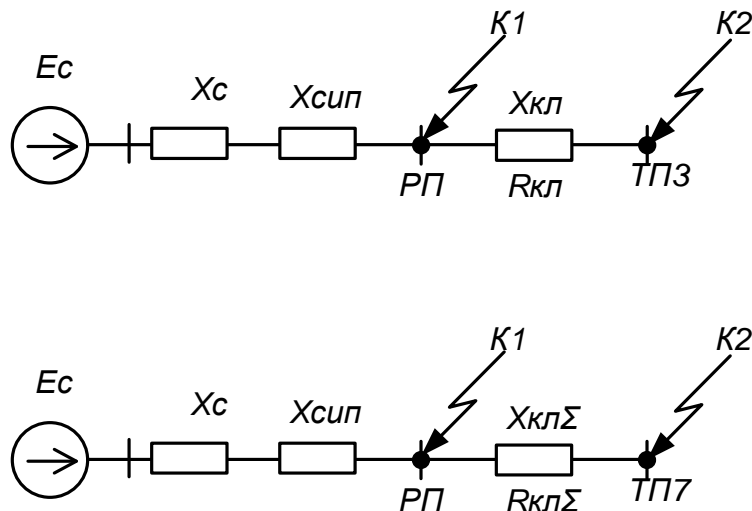


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах РП:

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,7} = 1,64 \text{ Ом};$$

$$Z_{к1} = \sqrt{(1,64 + 0,3)^2 + 1,47^2} = 2,43 \text{ Ом};$$

$$I_k^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 2,43} = 2,49 \text{ кА};$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,49 = 2,16 \text{ кА};$$

Согласно РД 153-34.0-20.527-98  $K_{уд}$  в точке К1 равно 1,8

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2,16 = 6,5 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведу в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_k^{(3)}$ , кА	$I_k^{(2)}$ , кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К1	2,49	2,16	1,85	6,5
К2	2,16	1,87	1,85	5,64

## 8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора электрооборудования, аппаратов, шин и средств релейной защиты и автоматики.

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

За основное напряжение принимается напряжение равное  $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ .

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (39)$$

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

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(r_{тр} + r_{ав} + r_{контав} + r_{шкнтп} + r_{пер})^2 + (x_c + x_{ав} + x_{тр} + x_{шкнтп})^2},$$

где  $r_{ав}, x_{ав}$  – активное и индуктивное сопротивление автоматического выключателя;

$r_{контав}$  - сопротивление контактов автоматического выключателя (0,15 мОм);

$r_{шкmn}$  - активное сопротивление шин трансформаторной подстанции (0,01 мОм);

$x_{шкmn}$  - реактивное сопротивление шин трансформаторной подстанции (0,06 мОм)

$r_{пер}$  - переходное сопротивление дуги, 15 мОм

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$x_{тр} = \frac{U_{к.р. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3 \quad (40)$$

$$r_{тр} = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3 \quad (41)$$

где  $U_{к.р. \%}$  - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,49 %;

$U_{к.а. \%}$  - активная составляющая напряжения КЗ, 0,245 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{Z_{\Sigma}} \quad (42)$$

где  $Z_{\Sigma}$  - полное сопротивление однофазному току короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(r_{nn} + r_{on} + r_{нн})^2 + (x_{nn} + x_{on} + x_{нн})^2}$$

Где  $r_{nn}, r_{on}, r_{нн}$  - активное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности;

Для примера произведем расчет для ТП1, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

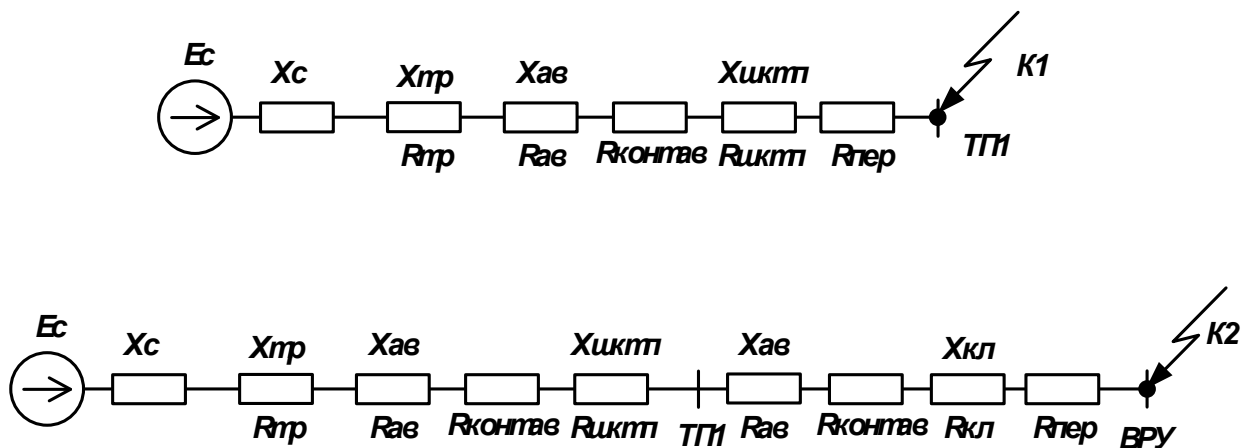


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Расчет трехфазного и однофазного КЗ в точке К1:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,7} \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,64 \text{ МОм.}$$

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{(r_{mp} + r_{ав} + r_{контав} + r_{уктп} + r_{пер})^2 + (x_c + x_{ав} + x_{mp} + x_{уктп})^2},$$

$$z_{к1}^{(3)} = \sqrt{(16,6 + 0,65 + 0,15 + 0,01 + 15)^2 + (4 + 41,8 + 0,17 + 0,06)^2} = 56,3 \text{ МОм;}$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 56,3} = 4,1 \text{ кА;}$$

$$z_{к1}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot r_{ав} + 3 \cdot r_{контав} + (2 \cdot r_{уктп} + 10 \cdot r_{уктп}) + 3 \cdot r_{пер})^2 + (2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{ав} + 3 \cdot x_{mp} + (2 \cdot x_{уктп} + 8,5 \cdot x_{уктп}))^2};$$

$$z_{к1}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 16,6 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,15 + (2 \cdot 0,01 + 10 \cdot 0,01) + 3 \cdot 15)^2 + (2 \cdot 4 + 3 \cdot 0,17 + 3 \cdot 41,8 + (2 \cdot 0,06 + 8,5 \cdot 0,06))^2} = 166,05 \text{ МОм;}$$

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{166,05} = 4,17 \text{ кА;}$$

Расчет трехфазного и однофазного КЗ в точке К2:

$$z_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{(r_{\text{тр}} + r_{\text{ав}} + r_{\text{контав}} + r_{\text{шкtn}} + r_{\text{ав}} + r_{\text{контав}} + r_{\text{кл}} + r_{\text{пер}})^2 + (x_c + x_{\text{ав}} + x_{\text{тр}} + x_{\text{шкtn}} + x_{\text{ав}} + x_{\text{кл}})^2};$$

$$z_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{(16,6 + 0,65 + 0,15 + 0,01 + 0,65 + 0,15 + 0,52 + 20)^2 + (4 + 0,17 + 41,8 + 0,06 + 0,17 + 0,037)^2} = 59,67 \text{ МОм};$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 59,67} = 11,61 \text{ кА};$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{ав}} + 3 \cdot r_{\text{контав}} + (2 \cdot r_{\text{шкtn}} + 10 \cdot r_{\text{шкtn}}) + 3 \cdot r_{\text{ав}} + 3 \cdot r_{\text{контав}} + (2 \cdot r_{\text{кл}} + 10 \cdot r_{\text{кл}}) + 3 \cdot r_{\text{пер}})^2 + (2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{\text{ав}} + 3 \cdot x_{\text{тр}} + (2 \cdot x_{\text{шкtn}} + 8,5 \cdot x_{\text{шкtn}}) + 3 \cdot x_{\text{ав}} + (2 \cdot x_{\text{кл}} + 4,6 \cdot x_{\text{кл}}))^2};$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{(3 \cdot 16,6 + 3 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,15 + (2 \cdot 0,01 + 10 \cdot 0,01) + 3 \cdot 0,17 + 3 \cdot 0,15 + (2 \cdot 0,52 + 10 \cdot 0,52) + 3 \cdot 20)^2 + (2 \cdot 4 + 3 \cdot 0,17 + 3 \cdot 41,8 + (2 \cdot 0,06 + 8,5 \cdot 0,06) + 3 \cdot 0,17 + (2 \cdot 0,37 + 4,6 \cdot 0,37))^2} = 181,5 \text{ МОм};$$

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{181,5} = 3,82 \text{ А}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$I_{\kappa}^{(1)}$ , кА
К1	4,1	4,17
К3	5,73	5,86
К5	4,1	4,17
К7	4,1	4,17

Продолжение таблицы 14

1	2	3
K9	11,35	11,69
K11	7,66	7,87
K13	7,66	7,87
K15	7,66	7,87
K17	7,66	7,87
K2	11,61	3,82
K4	15,73	5,11
K6	11,62	3,82
K8	11,55	3,78
K10	27,94	9,27
K12	20,28	6,58
K14	20,34	6,66
K16	20,34	6,63
K18	20,34	6,65

## 9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля.

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot [T_a + t_{отк}] \quad (43)$$

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в.},$$

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

$t_{отк.в.}$  - время отключения выключателя.

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определим по следующей формуле:

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (44)$$

где  $C_m$  - коэффициент взятый для алюминиевых кабелей,  $90 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ .

Для примера произведем расчет для проверки кабеля на участке РП-ТПЗ

$$B_k = 1780^2 \cdot [0,5 + 0,07 + 0,01] = 1837,67 \text{ A}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{1837,67}}{90} = 15,06 \text{ мм}^2$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение  $70 \text{ мм}^2 > 15,06 \text{ мм}^2$ , следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше  $15,06 \text{ мм}^2$ .

## 10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ, проверенные в главе 5. Отклонение напряжения не должно превышать  $\pm 10\%$  в аварийном режиме.

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	L, км	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	$\Delta U$ , %
РП-ТП3	0,624	0,84	0,095	0,091
ТП1-ТП3	0,15	0,84	0,095	0,03
ТП1-ТП2	0,132	0,84	0,095	0,022
ТП2-ТП4	0,693	0,84	0,095	0,056
РП-ТП4	0,556	0,84	0,095	0,034
РП-ТП5	0,505	0,59	0,09	0,101
ТП5-ТП8	0,494	0,59	0,09	0,116
ТП8-ТП9	0,271	0,59	0,09	0,052
ТП9-ТП7	0,356	0,59	0,09	0,0009
ТП7-ТП6	0,546	0,59	0,09	0,039
ТП6-РП	0,324	0,59	0,09	0,198

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.



## 11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП1.

### 11.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

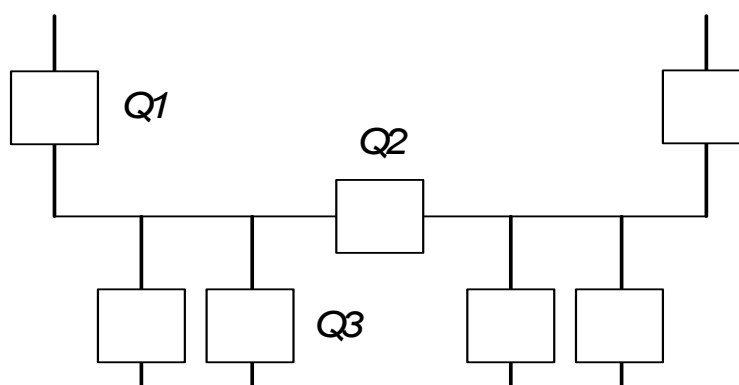


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя Q3, установленного на отходящую линию к ТП1, остальные выключатели отходящих присоединение выбираем аналогично.

Определим значение максимального рабочего тока протекающего через выключатель Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{ном3} = \frac{1643,07}{\sqrt{3} \cdot 10} = 94,86 \text{ А};$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (45)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} \quad (46)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{п.0} \leq I_{откл.ном} \quad (47)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

2,49 ≤ 20 кА.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{ноК1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (48)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ, принимаем  $t_{откл} = 0,57$  с.

$$B_K = 2,49^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 3,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (49)$$

$$B_K \leq B_{К.в}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}, \quad (50)$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 40\%$ ;

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

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для время  $\tau$  составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,49 = 3,52 \text{ кА.} \quad (51)$$

Сопоставление приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{рmax}} = 94,86 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$i_{\text{уд}} = 6,5 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 3,91 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к}}$
$I_{\text{но}} = 2,49 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{но}}$
$I_{\text{нт}} = 2,49 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
$i_{\text{ат}} = 3,52 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} \geq i_{\text{ат}}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

## 11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Приборы распределяются по фазам А и С при наличии на присоединении двух трансформаторов тока или по фазам А, В и С при наличии на присоединениях трех трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей:

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.
- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (52)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$  – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_K$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (53)$$

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 100 А.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	-	-
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (54)$$

где  $S_{2H}$  – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

$I_{2H}$  – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 15$  ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом};$$

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}},$$

где  $S_{\text{приб}}$  - суммарная мощность приборов.

$$r_{\text{пр}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом.}$$

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} = 0,064 \text{ Ом.}$$

где  $l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}$$

Сопротивление контактов:  $r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом}$

Вторичная нагрузка  $z_2$ :

$$z_2 = 0,070 + 0,064 + 0,01 = 0,14$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$B_k = 2,49^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 3,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{рmax}} = 94,86 \text{ А}$	$I_H = 100 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_2 = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_K = 3,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{KH} \geq B_{\text{кр}}$
$i_{\text{уд}} = 3,91 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

### 11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (55)$$

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

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 19 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	3	21,6
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	6	40,6

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 40,6 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_p = 40,6 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_p$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

#### 11.4 Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов

В РП 10 кВ сборные шины предполагается выполнить жесткими алюминиевыми шинами.

Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{н/а} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \text{ А}$$

$$I_{ном3} = \frac{1643,07}{\sqrt{3} \cdot 10} = 94,86$$

Принимаем шины АДО сечением  $q = 4 \hat{h} 30 \text{ S}=120 \text{ мм}^2$ , с длительно допустимым током 365 А.



Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП:

$$I_{п.о.} = 2,49 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 6,5 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = 2,49^2 \cdot (1,57 + 0,06) = 10,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}$$

(56)

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{10,11 \cdot 10^3}}{90} = 1,12 \text{ мм}^2$$

где  $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$  – для алюминия.

$$q_{\min} < q,$$

$$1,25 \text{ мм}^2 < 120 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

(67)

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

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}$$

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

$$J = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 0,9 \text{ см}^4;$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,9}{1,2}} = 104,16 \text{ Гц.}$$

Так как частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}; \quad (57)$$

где  $a = 0,3 \text{ м}$  – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{6502^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 24,68 \text{ Н / м.}$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}; \quad (58)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами ( $l = 2 \text{ м}$ ).

$$M = \frac{24,68 \cdot 2^2}{10} = 9,87 \text{ Н / м.}$$

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}. \quad (59)$$

где  $W$  – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (60)$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 0,6 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{9,87}{0,6} = 16,45 \text{ МПа}.$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДО по ГОСТ 30323-95:

$$\sigma_{расч} = 82 \text{ МПа}$$

Условие  $\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$  соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 21 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 94,86 \text{ А}$	$I_{дл.доп} = 365 \text{ А}$	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 1,25 \text{ мм}^2$	$q = 62,5 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 16,45 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

## 11.5 Выбор изоляторов

Для крепления шин на порталах воспользуемся полимерным изолятором типа ЛК-4/35-01-IV-УХЛ1. Выбор такого типа изоляторов осуществляют только по напряжению.

Выбираем на стороне 10 кВ опорные изоляторы марки ИОСПК-2-10/75-IV-УХЛ1, который заменяет фарфоровый изолятор С4-80-II-УХЛ1, с параметрами:  $H_{из} = 215 \text{ мм}$ ,  $F_{РАЗР} = 2 \text{ кН}$ .

Проверяем изолятор на механическую прочность на изгиб.

Поправочный коэффициент на высоту шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{\text{ИЗОЛ}}} = \frac{H_{\text{ИЗОЛ}} + b + h/2}{H_{\text{ИЗОЛ}}}, \quad (61)$$

где  $b$  - ширина шины (мм);

$h$  - высота шины (мм).

$$K_h = \frac{215 + 4 + 30/2}{215} = 1,09.$$

Максимальная сила, действующая на изгиб :

$$F_{\text{И}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a}, \quad (62)$$

где  $l$  - длина пролета между опорными изоляторами (2 м).

$a$  - расстояние между фазами (м).

$$F_{\text{И}} = \sqrt{3} \cdot \frac{6500^2 \cdot 2 \cdot 10^{-7}}{0,3} = 48,8 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора (Н):

$$F_{\text{РАСЧ}} = K_h \cdot F_{\text{И}}. \quad (63)$$

$$F_{\text{РАСЧ}} = 1,09 \cdot 48,8 = 53,18 \text{ Н}.$$

Таблица 22 – Сопоставление расчётных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$F_{\text{РАСЧ}} = 53,18 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 2000 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

Из представленного выше расчета можно сделать вывод, что выбранные изоляторы удовлетворяют условиям выбора.

## **11.6 Выбор комплектных распределительных устройств**

В РП 10 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ «К-37» 2Р производства «Таврида Электрик», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУ К-37 комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на четыре отсека:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента;
- отсек трансформаторов тока и присоединений;
- отсек вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации

Ячейки КРУ К-37 обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа, что способствует минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги.

Работа с КРУ отличается простотой и удобством. Управление всеми операциями по обслуживанию шкафа производится всего двумя ручками управления.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

## 11.7 Выбор и проверка предохранителей

Для защиты трансформатора от токов короткого замыкания на высокой стороне устанавливаются предохранители.

Выбор предохранителей производится по:

- напряжению;
- току предохранителя (основания);
- номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки.

Предохранители выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току.

Ток плавкой вставки предохранителя определяется выражением:

$$I_{пл.вст} = \frac{n \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (64)$$

где  $S_{тр}$  - номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение сети.

Ток плавкой вставки округляется до ближайшего стандартного значения в большую сторону.

Например, для трансформатора 160 кВА, установленного на ТП№ 1:

$$I_{пл.вст} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,23 \text{ А};$$

Примем к установке кварцевый токоограничивающий предохранитель типа ПКТ-101, результаты проверки сведем в **таблицу 23**.

**Таблица 23** - Выбор предохранителей на стороне 10 кВ ТП 10/0,4

Паспортные данные	Условия проверки	Расчётные данные
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_p$	$U_p = 10$ кВ
$I_{ном.} = 16$ А	$I_{ном.} \geq I_{пл.вст}$	$I_{пл.вст} = 9,23$ А

Выбор предохранителей для ТП с другими значениями номинальной мощности трансформатора выполняется аналогично. Результаты выбора предохранителей сведем в таблицу 24.

**Таблица 24** - Предохранители на стороне 10 кВ

№ ТП	$S_{тр}$ , кВА	$I_{расч}$	$I_{пл.вст}$	Марка
1	2	3	4	5
ТП №1	160	9,23	16	ПКТ-101
ТП №2	250	14,43	20	ПКТ-101
ТП №3	160	9,23	16	ПКТ-101
ТП №4	160	9,23	16	ПКТ-101
ТП №5	1000	57,74	80	ПКТ-103
ТП №6	400	23,1	31,5	ПКТ-102
ТП №7	400	23,1	31,5	ПКТ-102
ТП №8	400	23,1	31,5	ПКТ-102
ТП №9	400	23,1	31,5	ПКТ-102

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (65)$$

где  $I_B$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$  – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (66)$$

где  $S_{\Sigma}$  – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т.е. с учётом аварийных ситуаций.

Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ представим в таблице 25.

Таблица-25 – Выбор предохранителей

Участок сети	$I_{расч}$	$I_{плвс}$	Марка
ТП1-ф1	54,17	63	ПН2-100
ТП1-ф2	30,37	40	ПН2-100
ТП1-ф3	56,24	63	ПН2-100
ТП1-ф4	55,62	63	ПН2-100
ТП2-ф1	56,34	63	ПН2-100
ТП2-ф2	53,46	63	ПН2-100
ТП2-ф3	60,67	80	ПН2-100
ТП2-ф4	52,06	63	ПН2-100
ТП3-ф1	53,46	63	ПН2-100
ТП3-ф2	43,38	63	ПН2-100
ТП3-ф3	68,64	80	ПН2-100
ТП4-ф1	71,98	80	ПН2-100
ТП4-ф2	72,76	80	ПН2-100
ТП4-ф3	76,49	100	ПН2-100

Продолжение таблицы 25



1	2	3	4
ТП5-ф1	156,18	200	ПН2-250
ТП5-ф2	104,6	160	ПН2-250
ТП5-ф3	139,59	160	ПН2-250
ТП5-ф4	208,64	250	ПН2-250
ТП5-ф5	84,39	100	ПН2-100
ТП5-ф6	201,22	250	ПН2-250
ТП5-ф7	214,6	250	ПН2-250
ТП6-ф1	197,49	250	ПН2-250
ТП6-ф2	69,53	80	ПН2-100
ТП6-ф3	137,71	160	ПН2-250
ТП7-ф1	100,95	125	ПН2-250
ТП7-ф2	124,26	160	ПН2-250
ТП7-ф3	145,94	160	ПН2-250
ТП8-ф1	237,99	250	ПН2-250
ТП8-ф2	58,5	80	ПН2-100
ТП8-ф3	98,33	125	ПН2-250
ТП9-ф1	153,6	200	ПН2-250
ТП9-ф2	78,14	100	ПН2-250
ТП9-ф3	130,11	160	ПН2-250

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;

- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ.

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{дл.доп} \quad (67)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{но}^{(3)} \leq I_{отк} \quad (68)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (69)$$

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, т.е. они пройдут по всем условиям.

### 11.8 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{ном. расц} \geq I_p, \quad (70)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$ , кВА.	$I_p$ , А	$I_{ном. расц}$ , А	Марка выключателя
ТП1	144,87	209,1	400	ВА55-41
ТП2	158,89	229,34	400	ВА55-41
ТП3	119,39	172,33	400	ВА55-41

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5
ТП4	151,94	219,3	400	BA55-41
ТП5	736,98	1063,75	1600	BA55-43
ТП6	272,72	393,64	400	BA55-41
ТП7	250,38	361,39	400	BA55-41
ТП8	263,03	379,65	400	BA55-41
ТП9	244,32	352,65	400	BA55-41

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

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 31,5 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

### 11.9 Выбор мощности трансформатора собственных нужд

Таблица 27 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos φ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВт
Охлаждение ТДНС-10000/35	10,3 × 2	20,6	0,85	20,6	11,46
Подогрев ВГБ-35	0,8 × 5	4	1	4	-
Подогрев КРУ	1	10	1	10	-

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6
Освещение и вентиляция ЗРУ	1	7	1	7	-
Отопление и освещение ОПУ	1	100	1	100	-
Освещение ОРУ	1	10	1	10	-
Насосная	1	30	1	30	-
Прочие	1	46	1	46	-
Итого				227,6	11,46

Расчетная мощность собственных нужд подстанции определяется (кВА):

$$S_{РАСЧ} = k_C \cdot \sqrt{P_{УСТ}^2 + Q_{УСТ}^2}, \quad (71)$$

где  $k_C$  - коэффициент спроса равный 0,8.

$$S_{РАСЧ} = 0,8 \cdot \sqrt{227,6^2 + 11,46^2} = 227,9 \text{ кВА.}$$

Расчетная мощность трансформаторов собственных нужд (кВА):

$$S_{РАСЧ.ТР} = \frac{S_{РАСЧ}}{N_{ТР} \cdot K_{ЗАГР}}, \quad (72)$$

$$S_{РАСЧ.ТР} = \frac{227,9}{2 \cdot 0,7} = 162,8 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке два трансформатора марки ТМ-250/10.

### 11.10 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых

промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{U_{\text{н.р.}}}{\sqrt{3}}, \quad (73)$$

где  $U_{\text{нд}}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{\text{н.р.}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети.

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{U_{\text{max.раб}}}{K_B}, \quad (74)$$

где  $U_{\text{max.раб}}$  – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$  (кривая приведена на рисунке 6), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

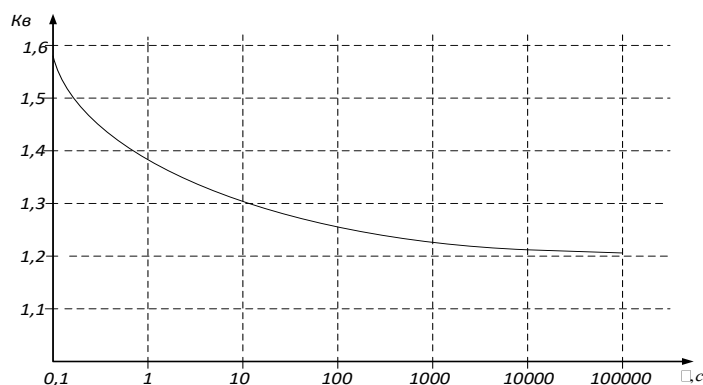


Рисунок 6 – График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение в нормальном режиме не должно быть более чем  $1,2U_{ном}$  в сетях до 35 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}. \quad (75)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} + \frac{Z_B}{b L_{\Pi}} \quad (76)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{осм}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ , кВ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_{\Pi}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$b$  – расчетная частота;

Поскольку ток  $I_K$  зависит от  $U_{осм}$ , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение  $I_K$  для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$ , кВ	$I_K$ для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (77)$$

где  $\mathcal{E}$  – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \Psi_{U_{ост}} \Psi_T \Psi_n, \quad (78)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$  – время распространения волны, мкс.

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

В данном проекте ОПН установлены на ошиновке трансформатора 10 кВ и в КРУ 10 кВ .

Произведем выбор ОПН:

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию

(47):

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ( $K_B$  определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7}{1,21} = 5,8 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятые к установке, приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	11,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	42,5
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8



## 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 12.1 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В распределительных сетях 6-10 кВ предусматривают устройства релейной защиты от междуфазных замыканий и однофазных замыканий на землю. Наиболее распространенным видом защиты от междуфазных замыканий является и токовая отсечка (ТО) и максимальная токовая защита (МТЗ)

### 12.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для петли №1, которая объединяет ТП №1-ТП №4.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_B} I_{р.маx}, \quad (79)$$

где  $k_{зап.}$  – коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимается равным для «Сириус-2-Л»  $k_{зап.} = 1,1$ ;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска, учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии в следствии самозапуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ. Для городских распределительных сетей  $k_{сзп} = 1$ ;

$I_{р.маx}$  – максимальный ток в линии, А;

$k_B$  – коэффициент возврата токового реле; для «Сириус-2-Л» принимаем в пределах 0,92-0,95;

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1}{0,94} \cdot 23,57 = 27,58 \text{ А};$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p.} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з.}, \quad (80)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы ( $k_{cx} = \sqrt{3}$ );

$k_T$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с  $I_{ном.} = 100$  А:

$$k_T = \frac{100}{5} = 20;$$

$$I_{c.p.} = \frac{1}{20} \cdot 27,58 = 1,4 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставку тока 2 А. При выбранной уставке ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з.} = \frac{I_{c.p.} \cdot k_T}{k_{cx}} \text{ А.} \quad (81)$$

$$I_{c.з.} = \frac{2 \cdot 20}{1} = 40 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.осн.}^{(2)} \geq 1,5; \quad (82)$$

$$k_{ч.осн.}^{(2)} = \frac{I_{к min}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (83)$$

где  $I_{к min}^{(2)}$  – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

$$I_{к min}^{(3)} = \frac{E_{эkv}^*}{X_c^* + X_l^* + X_T^* + X_{кл}^*} \cdot I_6; \quad (84)$$

$$I_{\text{к min}}^{(3)} = \frac{1}{0,208 + 0,062 + 0,81 + 0,2} \cdot 5,5 = 4,29 \text{ кА};$$

$$X_{\text{кл}}^* = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (85)$$

$$X_{\text{кл}}^* = 0,095 \cdot 2,329 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,2;$$

$$I_{\text{к min}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{к min}}^{(3)}; \quad (86)$$

$$I_{\text{к min}}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,29 = 3,73 \text{ кА};$$

$$k_{\text{ч.осн.}}^{(2)} = \frac{3732}{40} = 93,31 > 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования ( $k_{\text{рез.}}^{(2)}$ ), т. е. при КЗ на шинах низшего напряжения ТП должен удовлетворять условию  $k_{\text{рез.}}^{(2)} \geq 1,2$ . Выберем ТП, на шинах низкого напряжения которой токи КЗ наименьшие. Таковой является ТП №1. При КЗ на шинах 0,4 кВ значение двухфазного тока КЗ, приведенного к стороне ВН

$$I_{\text{к min HH}}^{(2)\text{ВН}} = I_{\text{к HH}}^{(3)} \cdot 0,87 \cdot \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{ВН}}}; \quad (87)$$

$$I_{\text{к min HH}}^{(2)\text{ВН}} = 11,81 \cdot 0,87 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 0,39 \text{ кА};$$

$$k_{\text{ч.осн.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к min HH}}^{(2)\text{ВН}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,2; \quad (88)$$

$$k_{\text{рез.}}^{(2)} = \frac{391}{40} = 9,8 < 1,2.$$

Условие выполняется, значит защита выбрана верно. Время срабатывания «Сириус-2-Л» выбирается по условиям согласования по току и времени с

защитными устройствами последующих и предыдущих элементов. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (89)$$

где  $t_1$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – ступень селективности.  $\Delta t$  для «Сириус-2-Л» принимается  $\approx 0,7$ .

Защитным устройством трансформаторов ТП является предохранитель. Предохранители были выбраны с учетом их селективной работы с автоматическим выключателем 0,4 кВ, и, время их срабатывания составляет  $t_1 = 0,8 \dots 1,0$  с. Поэтому, время срабатывания «Сириус-2-Л» принимается:

$$t_{с.з.} = 0,8 + 0,7 = 1,5 \text{ с.}$$

Наибольшей плавкой вставкой во всей рассматриваемой петле является вставка на  $I_{ном} = 16$  А. Для такой вставки по времятоковой характеристике предохранителя ПК определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время  $t_{с.з.} = 1,5$  с. Для согласования МТЗ и предохранителей, необходимо выполнение условия:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \quad (90)$$

где  $I_{пл}$  – значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время  $t_{с.з.}$ , А.

Для времени  $t_{с.з.} = 1,5$  с:  $I_{пл} = 35$  А.

$$40 \geq 35 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания «Сириус-2-Л» удовлетворяет условию селективности.

### 12.3 Расчёт уставок токовой отсечки

Селективность действия токовой отсечки достигается тем, что ее ток срабатывания принимается больше максимального тока короткого замыкания,

проходящего через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при коротком замыкании увеличивается по мере приближения места короткого замыкания.

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)}, \quad (91)$$

где  $I_{\text{п0}}$  – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции, А;

$k_{\text{отс}}$  – коэффициент, учитывающий влияние аperiodической составляющей;

$$k_{\text{отс}} = 1,05 \dots 1,6.$$

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому  $I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}} \geq k_{\text{нам}} \cdot \sum I_{\text{ном.т}}, \quad (92)$$

где  $\sum I_{\text{ном.т}}$  – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{\text{нам}}$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{\text{нам}} = 3 \dots 5$ .

Покажем расчёт уставок токовой отсечки на примере расчета ТО для участка РП-ТПН№3-ТПН№4-

Ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{ТО}} = 1,05 \cdot 2,16 = 2,24 \text{ кА.}$$

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}; \quad (93)$$

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

$$4 \cdot \frac{730}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,16 \text{ кА};$$

$$2,24 \geq 0,16 \text{ кА}.$$

Условие выполняется, следовательно, уставка выбрана верно.

Коэффициент чувствительности ТО при максимальном трехфазном токе КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч\text{ТО}}^{(3)} = \frac{I_{к\text{max}}^{(3)}}{I_{с.з.}^{TO}} = \frac{2,16}{2,49} = 1,56$$

## 12.4 Автоматика и релейная защита трансформатора

Для трансформаторов, устанавливаемых в сетях напряжением 6 кВ и выше, должны предусматриваться устройства релейной защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах; витковых замыканий в обмотках; токов в обмотках при внешних КЗ и перегрузках, понижений уровня масла в маслонаполненных трансформаторах и в маслонаполненных вводах трансформаторов.

Для повышения надежности сети при экономичном ее построении широко используется устройство автоматического ввода резерва (АВР), которое устанавливают на РП (10 кВ) и на ТП (0,4 кВ).

Назначение устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения

рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Схемы АВР должны:

1 обеспечивать возможно раннее выявление отказа рабочего источника питания;

2 действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

3 не допускать включения резервного источника на КЗ;

4 исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

5 не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики [3].

Время действия  $t_{апв}$  должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности

источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя.



### 13 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное дугогашение;
- 4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений 2,5 – 2,6  $U_{\phi}$  при степени расстройки 0-5 %;
- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), приняв, что РП будет снабжать электроэнергией весь заданный квартал:

$$I_{\text{ёмк.кл}} = K \cdot \left( \frac{U \cdot I_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (95)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли ( $K = 1,25 - 1,35$ );

$l_{кл\Sigma}$  – суммарная длина кабельных линий.

$$I_{\text{ёмк.кл}} = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 4,65}{10} \right) = 5,8 \text{ А.}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

## 14 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 14.1 Выбор и проверка заземления РП

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

Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя.

Заземление молниеотводов в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, образующих сетку на площади, занимаемой РП.

В соответствии с /13/ в грунтах с эквивалентным удельным сопротивлением меньше  $500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  при площади здания более  $250 \text{ м}^2$  выполняется контур из горизонтальных электродов, уложенных в земле на глубине не менее  $0,5 \text{ м}$ .

Расчет ведем для двухслойной модели грунта.

Рассчитываем удельное сопротивления второго слоя грунта по двухслойной модели:

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\psi}, \quad (96)$$

где  $\psi$  - коэффициент, принимаемый для второй климатической зоны 2,1;

$\rho_1$  - удельное сопротивление верхнего слоя грунта, равное  $35 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

$$\rho_2 = \frac{35}{2,1} = 16,67 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Рассчитываем контура сетки заземлителя:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (97)$$

где  $A, B$  – размеры РП, м.

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по  $1,5 \text{ м}$ . Для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя.

ПП имеет размеры  $A = 22,14$  м,  $B = 11,9$  м.

$$S = (22,14 + 2 \cdot 1,5) \cdot (11,96 + 2 \cdot 1,5) = 374,586 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, диаметром равным  $d = 16$  мм .

Проверяем сечение прутка по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot r^2, \quad (98)$$

где  $r$  – радиус прутка.

$$F_{м.п.} = 3,14 \cdot 8^2 = 113 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{Т.С.} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (99)$$

где  $t$  – время отключения при КЗ, с;

$\beta = 21$  (для стали) - коэффициент термической стойкости.

$$F_{Т.С.} = \sqrt{\frac{18010^2 \cdot 0,09}{400 \cdot 21}} = 58,95 \text{ мм}^2$$

Проверяем сечение на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (100)$$

где  $S_{CP}$  - вспомогательный коэффициент, определяемый в зависимости от времени использования заземлителя и характера грунта.

$$S_{CP} = \alpha_1 \cdot \ln(T) + \alpha_2 \cdot \ln(T) + \alpha_3 \cdot \ln(T) + \alpha_0, \quad (101)$$

где  $T = 240$  - время использования заземлителя за 20 лет, мес.;

$\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$  – коэффициенты зависящие от грунта

$$S_{CP} = -0,0104 \cdot \ln(240) + 0,00915 \cdot \ln(240)^2 + 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = 668 \cdot 10^{-3}$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (16 + 0,668) = 34,98 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{mn} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \quad (102)$$

Принимаем сечение  $F_{\phi} = 113 \text{ мм}^2$ . Условие соблюдается  $200,96 \geq 113 \geq 93,93$ .

Для второй климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта  $H = 2 \text{ м}$ . Глубину заложения сетки из горизонтальных прутков принимаем  $0,8 \text{ м}$ . Расстояние между полосами сетки принимаем равной  $l_{\Pi-\Pi} = 6 \text{ м}$ .

Общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \quad (103)$$

$$L_{\Gamma} = (22,14 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(11,96 + 2 \cdot 1,5)}{6} + (11,96 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(22,14 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 125,36 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

Число ячеек определяется:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (104)$$

$$m = \frac{125,36}{2 \cdot \sqrt{376,09}} - 1 = 2$$

Длина стороны ячейки:

$$l_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (105)$$

$$l_{\text{я}} = \frac{\sqrt{376,09}}{2} = 9 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (106)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{376,09} \cdot (2 + 1) = 125,36 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{6}; \quad (107)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{376,09}}{6} = 12,9 \approx 13$$

Принимаем количество вертикальных электродов  $n_B = 13$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев грунта:

$$R_{ci} = \ln \left( \frac{1,5 \cdot L}{\sqrt{D_{np.ф.}}} \right) \cdot \frac{\rho_i}{2 \cdot L} \quad (108)$$

$$R_{c1} = \ln \left( \frac{1,5 \cdot 125,36}{\sqrt{12}} \right) \cdot \frac{35}{2 \cdot 125,36} = 0,557 \text{ Ом}$$

$$R_{c2} = \ln \left( \frac{1,5 \cdot 125,36}{\sqrt{12}} \right) \cdot \frac{16,67}{2 \cdot 125,36} = 0,265 \text{ Ом}$$

Находим импульсный коэффициент по формуле:

$$\alpha_{u.i.} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_i + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (109)$$

где  $I_M$  - ток молнии, принимаемый для Дальнего Востока 65 кА.

$$\alpha_{\dot{i}.1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{376,09}}{(35 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 0,862$$

$$\alpha_{\dot{i}.2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{376,09}}{(16,67 + 320) \cdot (65 + 45)}} = 0,885$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_{ui} = R_{ci} \cdot \alpha_{ui}; \quad (110)$$

$$R_{\dot{i}.1} = 0,557 \cdot 0,863 = 0,33 \hat{I} \dot{i};$$

$$R_{\dot{i}.2} = 0,265 \cdot 0,886 = 0,16 \hat{I} \dot{i};$$

$$R_{\dot{i}.\acute{a}} = 0,33 + 0,16 = 0,49 \hat{I} \dot{i}.$$

Импульсное сопротивление должно быть не менее 0,5 Ом. По результатам расчета условие выполняется.

#### **14.2 Выбор проверка молниезащиты РП**

Согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений защита от прямых ударов молнии распределительного пункта 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.

В данном дипломном проекте молниезащиту проектируемой РП выполняем в виде молниезащитной сетки.

Молниеприемная сетка выполнена из стальной проволоки диаметром не менее 6 мм и уложена на кровлю сверху. Шаг ячеек сетки должен быть не более 6 х 6 м. Узлы сетки соединены сваркой. Выступающие над крышей вентиляционные устройства присоединены к молниеприемной сетки.

Токоотводы от 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 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.

## 15 НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 15.1 Общие положения

Под надежностью понимается свойство системы выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в энергетике наибольшее распространение получили так называемые элементные методы оценки надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных (в смысле анализа надежности) элементов, при этом функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно. Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов, отказов противоаварийной автоматики. Разделение на "элемент" и "систему" носит условный характер. При анализе надежности схемы подстанции выключатель представляется как система, вероятность отказа которой состоит из вероятности отказа разъединителей, вероятности отказа самого выключателя в статическом состоянии, вероятности отказа выключателя в оперативном состоянии, вероятности отказа смежных с выключателем элементов, вероятности отказа релейной защиты и автоматики, вероятности отказа выключателя при оперативных переключениях.

Показатели надежности элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надежности энергосистем, электрических станций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надежности электроустановок и линий электропередачи в различных схемах и условиях эксплуатации, определения



целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надежности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей  
В качестве основных показателей надежности приняты:

параметр потока отказов  $\omega$ , 1/год;

$$\omega = \frac{n_0}{n \cdot \Delta t} \quad (111)$$

где  $n_0$  - количество неисправного оборудования;

$n$  - общее количество оборудования;

$\Delta t$  - время работы;

$T_B$  – среднее время восстановления, ч;

$T_P$  – продолжительность ремонтов (планового, текущего, капитального), ч;

$\mu$  – частота ремонтов (планового, капитального, текущего), 1/год.

Для линий электропередач используются также показатели надежности:

$\mu$  – среднее число преднамеренных отключений, 1/год;

$T_P$  – среднее время простоя при преднамеренных отключениях, ч.

Для выключателей:

$a_{OP}$ ,  $a_K$  – относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях и КЗ соответственно.

$T_B$  – среднее время восстановления элемента, ч.

## 15.2 Расчёт надёжности РП

Представим исходную схему реконструируемого РП, обозначив элементы.

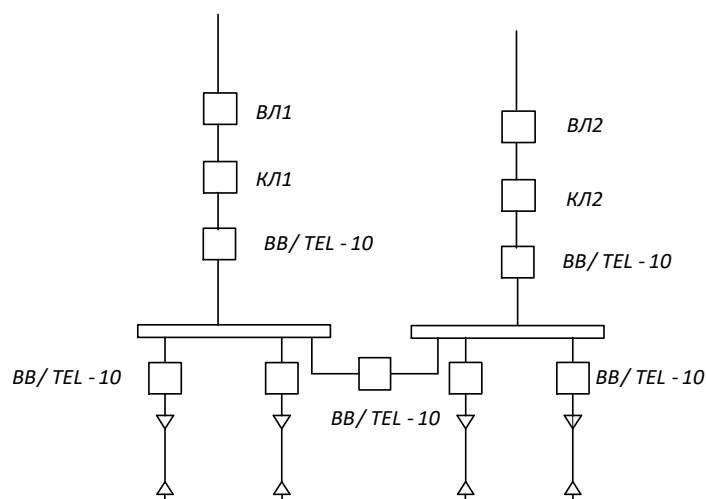


Рис. 7-Схема СЭС центральной части посёлка Архара

Исходные данные для расчета представлены в таблице 30.

Таблица 30-Показатели надёжности

Элемент	№	$\omega$ , 1/Г	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/Г	$T_p$ , ч	$a_{кз}$	$a_{o.п.}$
ВЛ 10 кВ (ст, 100 км)	ВЛ1,ВЛ2.	0,0764	5	0,17	3	-	-
Выключатель 10 кВ. на $U=10$ кВ	ВВ\TEL	0,022	11	0,2	30	0,013	0,006
Шины	-	0,03	7	0,166	5	-	-
КЛ 10 кВ. (ст, 100 км)	КЛ1,КЛ2.	0,002	20	0,17	3	-	-

Составляем схему замещения:

- а) Элементы нерезервируемые соединяются последовательно
- б) Элементы резервируемые соединяются параллельно

Расчётриваептся случай работы двух параллельных цепочек.

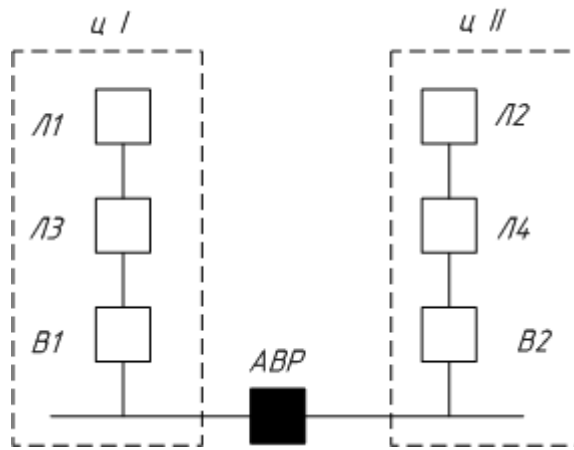


Рис. 8 - Схема замещения

Находится вероятности отказа для различных элементов:

Определяется вероятность отказа, то есть вероятность того, что за заданный промежуток времени, при заданных условиях произойдет хотя бы один отказ. Вероятность отказа определим по формуле:

$$q = \frac{\omega \cdot \dot{\alpha}}{\dot{\alpha}} \quad (112)$$

где  $\omega$  - частота отказов, 1/Г;

$T_{\text{в}}$  - время восстановления элемента, час;

$T_{\text{г}}$  - количество часов в году.

Для линий находится параметр потокоотказа:

$$\omega_{\text{Л1}} = \omega_{\text{вл}} \cdot 5,62 = 0,076 \cdot 5,62 = 0,429 \text{ 1/год};$$

$$\omega_{\text{Л2}} = \omega_{\text{Л1}} = 0,429 \text{ 1/год};$$

$$\omega_{\text{Л3}} = \omega_{\text{вл}} \cdot 0,08 = 0,002 \cdot 0,08 = 1,6 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год};$$

$$\omega_{\text{Л3}} = \omega_{\text{Л4}} = 1,6 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год}.$$

Вероятность отказа линии 10 кВ (В1):

$$q_{\text{Л1}} = \frac{\omega_{\text{Л1}} \cdot T_{\text{в.вл}}}{T_{\text{г}}} = \frac{0,429 \cdot 5}{8760} = 2,451 \cdot 10^{-4};$$

$$q_{\text{Л2}} = q_{\text{Л1}};$$

$$q_{\text{Л3}} = \frac{\omega_{\text{Л3}} \cdot T_{\text{в.кл}}}{T_{\text{г}}} = \frac{1,6 \cdot 10^{-4} \cdot 20}{8760} = 3,653 \cdot 10^{-7};$$

$$q_{л3} = q_{л4}.$$

Для сборных шин параметр потока отказа умножается на количество присоединений:

$$\omega_{сш1} = \omega_{сш} \cdot 4 = 0,03 \cdot 2 = 0,6;$$

$$\omega_{сш2} = \omega_{сш} \cdot 4 = 0,03 \cdot 2 = 0,6.$$

Вероятность отказа для сборных шин 10 кВ:

$$q_{сш1} = \frac{\omega_{сш1} \cdot T_{в.шин}}{T_2} = \frac{0,6 \cdot 7}{8760} = 9,589 \cdot 10^{-5};$$

$$q_{сш2} = \frac{\omega_{сш2} \cdot T_{в.шин}}{T_2} = \frac{0,6 \cdot 7}{8760} = 9,589 \cdot 10^{-5}.$$

Для нахождения параметра потокоотказа выключателя необходимо составить полную модель выключателя, т.к. выключатель является особым элементом с точки зрения надежности:

$$q_B = q_{см} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \left(1 - \sum_{i=1}^n (1 - q_{ipз})\right) \cdot \left(\sum_{j=1}^m q_{jсм}\right) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (113)$$

где  $q_{см}$  - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии:

$$q_{см} = q_в + n \cdot q_д \quad (114)$$

$q_в$  - вероятность отказа выключателя;

$q_д$  - вероятность отказа смежного элемента;

$n$  - количество смежных элементов;

$a_{кз}$  - относительная частота отказа выключателя при отключении КЗ;

$a$  - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ ( $a = 0$ );

$K_{АПВ}$  - коэффициент успешного действия АПВ  $K_{АПВ} = 0$ ;

$q_{ipз}$  - вероятность отказа РЗ на рассматриваемом выключателе;

$q_{jсм}$  - вероятность отказа смежных элементов;

$a_{он}$  - частота отказов при оперативном отключении  $a_{он} = 0,004$ ;

$N_{он}$  - число оперативных отключений:

$$N_{on} = \sum \mu_i$$

$\mu_i$  - частота капитальных ремонтов.

$$N_{on} = 0,17 + 0,2 + 0,166 \approx 1$$

$$\omega_{p3} = 0,0012 + 0,002 = 0,0032$$

$$\omega = \omega_{в.см} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{i.p3} \cdot \sum_{j=1}^n \omega_{j.см}) + a_{on} \cdot N_{on}$$

$$\omega_{\epsilon 1} = 0,022 + 0,013 \cdot (1 + 0 \cdot 0) \cdot 0,0032 \cdot (0,12 + 1,6 \cdot 10^{-4}) + 0,004 \cdot 1 = 0,026$$

Определение вероятности отказа выключателей, о.е:

$$q_{\epsilon 1} = \frac{\omega \cdot T_{\epsilon}}{T_z} = \frac{0,022 \cdot 11}{8760} = 2,763 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{\epsilon, см} = q_{\epsilon 1} + q_{л1} = 2,763 \cdot 10^{-5} + 2,451 \cdot 10^{-4} = 2,727 \cdot 10^{-4}$$

$$q_{p3} = (1 - q_{\text{озм}}) + (1 - q_{\text{озу}}) = (1 - 0,0012) + (1 - 0,0096) = 1,989$$

$$q_{\epsilon 1} = 2,727 \cdot 10^{-4} + 0,013 \cdot (1 - 0 \cdot 0) \cdot (1 - (1 - 0,0012) + (1 - 0,0096)) \cdot (9,589 \cdot 10^{-5} + 3,653 \cdot 10^{-7}) + 0,004 \cdot 1 = 4,275 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{\epsilon 2} = q_{\epsilon 1}$$

Таблица 31 - Показатели надёжности устройств РЗ и автоматики .

Устройство автоматики	Вероятность отказа
ДФЗ	0.0012
ДЗШ	0.002
Дистанционная защ. с ВЧ блокировкой	0.018
ДЗТ	0.022
ГЗ	0.003
АВР	0.0003

Определяется эквивалентного параметра потокоотказа системы:

$$\omega_{\epsilon 1} = \omega_{л1} + \omega_{\epsilon 1} + \omega_{л3} = 0,429 + 0,026 + 1,6 \cdot 10^{-4} = 0,456 \text{ 1/год};$$

$$\omega_{\epsilon 2} = \omega_{л2} + \omega_{\epsilon 2} + \omega_{л4} = 0,429 + 0,026 + 1,6 \cdot 10^{-4} = 0,456 \text{ 1/год}.$$

Определение эквивалентной вероятности отказа системы:

$$q_{\epsilon 1} = q_{л1} + q_{\epsilon 1} + q_{л3} = 2,451 \cdot 10^{-4} + 4,275 \cdot 10^{-3} + 3,653 \cdot 10^{-7} = 4,521 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{\epsilon 2} = q_{л2} + q_{\epsilon 2} + q_{л4} = 2,451 \cdot 10^{-4} + 4,275 \cdot 10^{-3} + 3,653 \cdot 10^{-7} = 4,521 \cdot 10^{-3}.$$

Для определение эквивалентного параметра потока отказа для цепочек, необходимо прибавить преднамеренный параметр потокоотказа (для первой и второй цепочки это сборные шины).

$$\omega_I = \omega_{\text{э1}} + 1,2 \cdot \omega_{\text{вл}} = 0,456 + 1,2 \cdot 0,076 = 0,547 ;$$

$$\omega_{II} = \omega_{\text{э2}} + 1,2 \omega_{\text{вл}} = 0,456 + 1,2 \cdot 0,076 = 0,547 ;$$

$$\omega_I \setminus = \omega_{\text{э1}} = 0,456 , \quad \omega_{II} \setminus = \omega_{\text{э2}} = 0,456 .$$

Определение эквивалентной вероятности отказа для каждой цепочки:

$$q_I = q_{\text{э1}} = 4,521 \cdot 10^{-3} , \quad q_{II} = q_{\text{э2}} = 4,521 \cdot 10^{-3} .$$

Определение среднего времени восстановления для каждой цепочки:

$$T_{\text{вI}} = \frac{q_I}{\omega_I \setminus} \cdot 8760 = \frac{4,521 \cdot 10^{-3}}{0,456} \cdot 8760 = 86,933 \text{ час.};$$

$$T_{\text{вII}} = \frac{q_{II}}{\omega_{II} \setminus} \cdot 8760 = \frac{4,521 \cdot 10^{-3}}{0,456} \cdot 8760 = 86,933 \text{ час.}$$

Эквивалентный параметр потокоотказа системы без учета АВР:

$$\omega_C = \frac{\omega_I \cdot \omega_{II} \cdot T_{\text{вI}}}{8760} + \frac{\omega_I \setminus (\omega_{\text{кл}} \cdot T_p)}{8760} + \frac{\omega_{II} \setminus (\omega_{\text{кл}} \cdot T_p)}{8760} + \frac{\omega_I \cdot \omega_{II} \cdot T_{\text{вII}}}{8760} ; \quad (116)$$

$$\omega_C = \frac{0,547 \cdot 0,547 \cdot 86,933}{8760} + \frac{0,456 \cdot (0,0023)}{8760} + \frac{0,456 \cdot (0,0023)}{8760} + \frac{0,547 \cdot 0,547 \cdot 86,933}{8760} = 5,944 \cdot 10^{-3} ;$$

$$K_{\text{нрI}} = 1 - e^{-\frac{T_p}{T_{\text{вI}}}} = 1 - e^{-\frac{-3}{86,933}} = 0,034 ;$$

$$K_{\text{нрII}} = 1 - e^{-\frac{T_p}{T_{\text{вII}}}} = 1 - e^{-\frac{-3}{86,933}} = 0,034 .$$

Коэффициент простоя системы:

$$K_{\text{ПС}} = q_I \cdot q_{II} + \frac{K_{\text{нрI}} \cdot (\omega_{\text{кл}} \cdot T_p) \cdot q_{II} + K_{\text{нрII}} \cdot (\omega_{\text{кл}} \cdot T_p) \cdot q_I}{8760} ; \quad (117)$$

$$K_{\text{ПС}} = 4,521 \cdot 10^{-3} \cdot 4,521 \cdot 10^{-3} + \frac{0,034 \cdot ((0,0023)) \cdot 4,521 \cdot 10^{-3} + 0,034 \cdot ((0,0023)) \cdot 4,521 \cdot 10^{-3}}{8760} = 2,044 \cdot 10^{-5}$$

Полное время восстановления системы:

$$T_{\text{в.с}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_C} \cdot 8760 = \frac{2,044 \cdot 10^{-5}}{5,944 \cdot 10^{-3}} \cdot 8760 = 30,119 \quad (118)$$

Определяем среднее время безотказной работы:

$$T_C = \frac{1}{\omega_C} = \frac{1}{5,944 \cdot 10^{-3}} = 168,24 \text{ лет.} \quad (119)$$

Определяем отчетное время безотказной работы:

$$T_{г.с} = -\ln(0,9) \cdot T_c = -\ln(0,9) \cdot 162,24 = 17,73 \text{ лет.} \quad (120)$$

Вероятность отказа системы с учетом АВР определяется формулой полной вероятности отчетное время безотказной работы:

$$q_1 = q_{г1}, \quad q_2 = \frac{\omega_{вык} \cdot T_{г.вык}}{T_2} = 2,762 \cdot 10^{-5};$$

$$p_1 = 1 - q_1, \quad p_2 = 1 - q_2$$

$$q_{с(АВР)} = K_{ПС} \cdot p_1 \cdot p_2 + 0,5 \cdot q_1 \cdot p_2 + 0,5 \cdot p_1 \cdot q_2 + 0,5 \cdot q_1 \cdot q_2 = 2,172 \cdot 10^{-3}$$

Недоотпуск электрической энергии:

$$W = K_{ПС} \cdot 4,692 \cdot 8760 = 0,84 \text{ МВА/ч} \quad (121)$$

## 16 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Целью данного дипломного проекта является расчет эффективности инвестиций в электрическую сеть, включающую в себя сеть 0,4, 10 кВ.

### 16.1 Расчет капитальных вложений

Капиталовложениями называют совокупные затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов для создания новой системы электроснабжения. Общие капиталовложения на реконструкцию системы электроснабжения в данном случае, определяются по формуле:

$$K = K_{СИП} + K_{ТП}, \quad (122)$$

где  $K_{СИП}$  – капиталовложение в СИП, тыс.руб.;

$K_{ТП}$  – капиталовложение в ТП, тыс.руб..

#### 16.1.1 Расчет капитальных вложений в СИП

Капиталовложения в СИП питающих линий определяются по следующей формуле:

$$K_{СИП} = \sum(L_{СИП} \cdot k_{уд}) + K_{СМР}, \quad (123)$$

где  $L_{СИП}$  – протяженность СИП, км;

$k_{уд}$  – удельная стоимость одного километра линии, руб./км;

$K_{СМР}$  – стоимость строительно – монтажных работ [1], табл.15.

Стоимость строительно – монтажных работ по прокладке СИП находится по формуле:

$$K_{СМР} = 0,5 \cdot \sum(L_{СИП} \cdot k_{уд}), \quad (124)$$



В данном дипломном проекте формула для расчета капиталовложений во все СИП будет иметь вид:

$$K_{лэп} = K_{СИП2А} + K_{кл} \quad (125)$$

Сначала произведем расчет для линий напряжением 0,4 кВ. Расчет сведем в таблицу 32. Стоимость одного км линии приведена в ценах на 2016 год и соответствует стоимости приведенной в каталоге ООО «Новые технологии» [2].

Таблица 32 – Капиталовложения в линии СИП напряжением 0,4 кВ

Сечение СИП-2А, мм <sup>2</sup>	$L_{СИП2А}$ , км	$k_{удсип2А}$ , руб./км	$L_{СИП2А} \cdot k_{удсип2А}$ тыс.руб.
1	2	3	4
3×25+1×35	1,16	75859	89
3×35+1×50	7,435	83735	622,6
3×50+1×50	0,93	105819	98,4
3×70+1×95	0,72	134016	96,5
3×95+1×95	0,15	176189	26,4
Итого	10,4		932,9

Используя данные из таблицы 9 находим стоимость строительно – монтажных работ по прокладке СИП для напряжения 0,4 кВ:

$$K_{СМРсип2А} = 0,5 \cdot 932,9 = 466,45 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в СИП питающих линий напряжение 0,4 кВ:

$$K_{СИП2А} = 932,9 + 466,45 = 1399,4 \text{ тыс.руб.}$$

### 16.1.2 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются по формуле:

$$K_{КЛ} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot N_u, \text{ тыс. руб.}, \quad (126)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость сооружения КЛ, тыс. руб./км [20];

$L$  – длина трассы, км;

$K_{район}$  – коэффициент района (зональный) ( $K_{район} = 1,2$ ) [20].

Расчет капиталовложений на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ показан на примере участка РП-ТП3:

$$K_{КЛ.РП-ТП3} = 460,85 \cdot 0,2 \cdot 1,2 = 110,6 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов остальных участков линий сети 10 кВ представлены в таблице 33

Таблица 33 - расчет капиталовложений в строительство кабельных линий 10 кВ

Участок сети	Марка кабеля	Длина участка, км	Удельная стоимость кабеля, тыс.руб./км	Капиталовложения, тыс.руб
РП-ТП3	АСБл(3х35)	0,624	261,4	163,1
ТП1-ТП3	АСБл(3х35)	0,556	261,4	145,4
ТП1-ТП2	АСБл(3х35)	0,505	261,4	132
ТП2-ТП4	АСБл(3х35)	0,494	261,4	129,13
РП-ТП4	АСБл(3х35)	0,15	261,4	39,21
РП-ТП5	АСБл(3х50)	0,15	333,05	49,9
ТП5-ТП8	АСБл(3х50)	0,356	333,05	118,5
ТП8-ТП9	АСБл(3х50)	0,324	333,05	108,01
ТП9-ТП7	АСБл(3х50)	0,546	333,05	181,95
ТП7-ТП6	АСБл(3х50)	0,27	333,05	90,04

1	2	3	4	5
ТП6-РП	АСБл(3x50)	0,69	333,05	230,15
РП-ИП	АСБ(3*70)	3,5	473,8	1658,3
Итого				2992,3

### 16.1.3 Капиталовложения на сооружение КТП

Капиталовложения в однотрансформаторные ТП рассчитываются по выражению:

$$K_{ТП} = K_{ТП} \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (127)$$

где  $K_{ТП}$  – стоимость трансформатора с учётом строительно-монтажных [20];

$S$  – площадь отводимая под ТП, м<sup>2</sup> [20];

$k_{осв}$  – стоимость земли (принимается  $k_{осв} = 216$  руб/м<sup>2</sup>) [17].

Расчет капиталовложения в однотрансформаторную ТП №1:

$$K_{ТП1} = 125 \cdot 1,2 + 9 \cdot 216 \cdot 10^{-3} = 151,9 \text{ тыс.руб тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных КТП приведены в таблице 34

Таблица 34 - расчет капиталовложение в строительство однотрансформаторных ТП

Номер ТП	Мощность, трансформатора, кВА	Стоимость трансформатора строительно-монтажных работ, тыс.руб	Площадь ТП, м <sup>2</sup>	Капиталовложения, тыс.руб
ТП1	160	125	9	151,9
ТП2	250	154	11	187,2
ТП3	160	125	9	151,9

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5
ТП4	160	125	9	151,9
ТП5	1000	284	18	344,7
ТП6	400	204	13	247,6
ТП7	400	204	13	247,6
ТП8	400	204	13	247,6
ТП9	400	204	13	247,6
Итого				1978

#### 16.1.4 Капиталовложения на строительство распределительного пункта

Капитальные затраты на РУ определяются по формуле:

$$K_{PI} = \sum C_{\text{ВЫК.}i} \cdot n_{\text{ВЫК}}, \quad (128)$$

где  $n_{\text{ВЫК.}}$  - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{\text{ВЫК.}i}$  - цена одного выключателя (10 кВ – 190 тыс. руб.);

$$K_{PI} = 190 \cdot 7 = 1330 \text{ тыс.руб.}$$

#### 16.5 Капиталовложения на сооружение СЭС

Суммарные капиталовложения в СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma \text{см}} + K_{\Sigma \text{КЛ}10} + K_{\Sigma \text{ТП}} + K_{PI}, \quad (129)$$

$$K_{\Sigma} = 932,9 + 2992,3 + 1978 + 1330 = 7233,2 \text{ тыс. руб.}$$

#### 16.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

##### 16.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для  $i$ -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (130)$$

где  $\alpha_{ам,i}$  - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для  $i$ -го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (131)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для КЛ  $T_{сл} = 25$  лет; для РП  $T_{сл} = 25$  лет; для ТП  $T_{сл} = 20$  лет [20].

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (132)$$

где  $\alpha_{экс}$  - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для КЛ и ВЛ  $\alpha_{экс}^{лэн} = 0,004$ ; для ТП  $\alpha_{экс}^{mn} = 0,037$ ; Для РП  $\alpha_{экс}^{pn} = 0,037$

— Кабельные линии

Общие капиталовложения в кабельные и воздушные линии:

$$K_{общ.ЛЭП} = 932,9 + 2992,3 = 3925,2 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амЛЭП} = 3925,2 \cdot 0,04 = 157 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{эксКЛ}} = 3925,2 \cdot 0,004 = 15,7 \text{ тыс.руб.}$$

— ТП

Капиталовложения в ТП:  $K_{\text{кпн}\Sigma} = 1978$  тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{mn}} = 1978 \cdot 0,05 = 98,9 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{mn}} = 1978 \cdot 0,037 = 73,186 \text{ тыс. руб.}$$

— РП

Капиталовложения в РП:  $K_{\text{РП}} = 1330$  тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{\text{ам}}^{\text{pn}} = 1330 \cdot 0,04 = 53,2 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{экс}}^{\text{pn}} = 1330 \cdot 0,037 = 49,21 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{амКЛ}} + I_{\text{ам}}^{\text{mn}} + I_{\text{ам}}^{\text{pn}} \quad (133)$$

$$I_{\text{ам}} = 157 + 98,9 + 53,2 = 309,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{эксКЛ}} + I_{\text{экс}}^{\text{mn}} + I_{\text{экс}}^{\text{pn}}. \quad (134)$$

$$I_{\text{экс}} = 15,7 + 73,186 + 49,21 = 138,1 \text{ тыс. руб.}$$

16.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери

Энергия, теряемая на участке ЛЭП, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (135)$$

где  $\tau$  - время потерь, час;

$\Delta P$  - потери мощности в ЛЭП, определены в основной части дипломного проекта.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (136)$$

где  $T_i$  - число часов использования максимума нагрузки [21].

Время наибольших потерь в сети  $\tau = 1098$  ч.

$$\Delta W_{\text{ВЛ}_{0,4}} = 1190181 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}_{10}} = 79056 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

Суммарные потери энергии в кабельных и воздушных линиях за год:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}\Sigma} = \Delta W_{\text{ВЛ}_{0,4}} + \Delta W_{\text{КЛ}_{10}}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}\Sigma} = 1190181 + 79056 = 126923 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год}$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau \quad (137)$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$  - потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$  - потери в меди трансформатора, кВт;

$\beta$  - коэффициент загрузки трансформатора.

Расчет потерь энергии показан на примере ТП № 1:

$$\Delta W_{mp.TП1} = 2,75 \cdot 8760 + 0,905^2 \cdot 0,44 \cdot 1098 = 24485,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой ТП приведены в таблице 35

Таблица 35 - расчет потерь электроэнергии в двухтрансформаторной ТП

Номер ТП	Марка трансформатора	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$\Delta P_{kz}$ , кВт	$\Delta W_{тр}$ , кВт·ч/год
ТП1	ТМ 160/10	0,44	2,75	24485,7
ТП2	ТМ 250/10	0,6	3,6	31731,2
ТП3	ТМ 160/10	0,44	2,75	23281,4
ТП4	ТМ 160/10	0,44	2,75	24796,6
ТП5	ТМ 1000/10	1,4	10,5	92815
ТП6	ТМ 400/10	0,79	6,2	54713,1
ТП7	ТМ 400/10	0,79	6,2	52289,2
ТП8	ТМ 400/10	0,79	6,2	53146,6
ТП9	ТМ 400/10	0,79	6,2	51879,4

Суммарные потери энергии за год во всех ТП составляют 409137,8 кВт·ч/год.

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{лэпс} + \Delta W_{тр\sigma\tau\pi}, \quad (138)$$

$$\Delta W = 126923 + 409137,8 = 536060,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta} = T_d \cdot \Delta W \quad (139)$$

$$I_{\Delta W} = 1,712 \cdot 536060,8 = 917,7 \text{ тыс. руб.}$$

где  $T_d$  - тариф энергоснабжающей на потери в электрических сетях



1,712руб./кВт·ч.

### 16.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала

Расчет численности производственного персонала.

Штатная численность персонала на предприятии складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические, работники и административно-управленческий персонал.

Численность рабочих по обслуживанию кабельных линий 10 и воздушных линий 0,4 кВ:

$$N_1 = L \cdot n_1, \quad (140)$$

где  $n_1$  – норматив численности (для 10 кВ – 3,5 чел. на 100 км; для КЛ 0,4 кВ – 3 чел. на 100 км), [20];

$L$  – длина линии, км.

$$N_1 = N_{10} = \frac{4,65 \cdot 3,5}{100} = 0,163 \text{ чел.},$$

$$N_2 = N_{0,4} = \frac{10,395 \cdot 3}{100} = 0,312 \text{ чел.},$$

$$N = N_1 + N_2$$

$$N = 0,163 + 0,312 = 0,475 \text{ чел.}$$

Численность рабочих по обслуживанию ТП 10/0,4 кВ:

$$N_3 = X_{ТП} \cdot n_3 \quad (141)$$

где  $n_3$  – норматив численности (для ТП с одним трансформатором – 1,69 чел. на 100 ед.), [20];

$X_{ТП}$  – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_3 = \frac{9 \cdot 1,69}{100} = 0,152$$

Численность рабочих на присоединении 10 кВ (при числе присоединений на ТП 10/0,4 – 2 и более):

$$N_4 = X_{\text{ПР}} \cdot n_4; \quad (142)$$

где  $n_4$  – норматив численности на присоединение (2 чел. на 1000 присоединений); [20].

$X_{\text{ПР}}$  – количество присоединений, ед.

$$N_4 = \frac{9 \cdot 2}{1000} = 0,018 \text{ чел.}$$

Итоговая среднесписочная численность работников:

$$ССЧ \approx \sum N_i \cdot k_p + N_{\text{рем}} \quad (143)$$

где  $k_p$  – районный повышающий коэффициент (для заданного района равен 1,2) [15].

$N_{\text{рем}}$  – численность работников, относимых на ремонт сети, систем освещения, трансформаторов и ТП, принимается 2 чел. (ремонтно-эксплуатационное обслуживание 2-3 чел).

$$ССЧ = (0,475 + 0,152 + 0,018) \cdot 1,2 + 2 = 2,77 \text{ чел.}$$

$$N_{\text{раб}} = ССЧ = 3 \text{ чел.}$$

## 16.4 Расчет заработной платы и страховых взносов

### 16.4.1 Расчет заработной платы

Структура заработной платы работника предприятия в общем виде показана на рисунке 7.

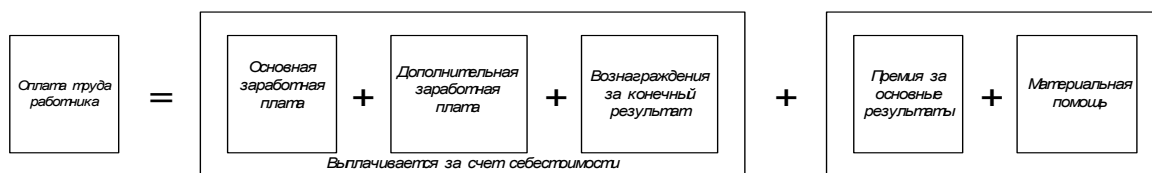


Рисунок 9 - Структура оплаты труда

По данным Федеральной службы Государственной статистики Территориального органа по Амурская области от 23.03.2016 г., среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по пгт Архара за 2014 год, составляет:

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = 32365,3 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{СМ.НАЧ.} = 3 \cdot 12 \cdot 32365,3 = 1165,2 \text{ тыс. руб.} \quad (144)$$

#### 16.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Размер налога на социальные нужды и медицинское страхование можно определить следующим образом:

$$НСНиМС = 0,34 \cdot \Phi ЗП = 0,34 \cdot 1165,2 = 369,2 \text{ тыс. руб.} \quad (145)$$

#### 16.4.3 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек, годового фонда заработной платы и НСНиМС.

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{эксн}} + I_{\text{ΔW}} + \text{НСНиМС} + \Phi ЗП_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K, \quad (146)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (309,1 + 138,1 + 917,7 + 369,2 + 1165,2) + 0,03 \cdot 7233,2 = 1086,8 \text{ тыс. руб.}$$

#### 16.4.4 Расчет себестоимости электрической энергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (147)$$

где  $W$  – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

$I$  – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_p \cdot T_{\text{max}}, \quad (148)$$

где  $P_p$  – суммарная расчетная нагрузка сети.

$$W_{\text{год}} = 1542,3 \cdot 4700 = 7248,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{AM}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + \text{НСНиМС} + I_{\text{ГР}} \quad (149)$$

$$I_{\Sigma} = 309,1 + 138,1 + 917,7 + 369,2 + 1165,2 + 1086,8 = 3986,1 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}}$$

$$C_{\text{распр}} = \frac{3986,1}{7248,8} = 0,55 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W_{\text{год}}} \quad (150)$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(3986,1 - 917,7)}{7248,8} = 0,42 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице 36.

Таблица 36 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{\text{ам}}$	тыс. руб.	309,1
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{\text{экс}}$	тыс. руб.	138,1
3	Затраты на потери электроэнергии	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	917,7
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi ЗП_{\text{год}}$	тыс. руб.	1165,2
5	Налог на социальные нужды и медицинские страхования	$\text{НСНиМС}$	тыс. руб.	369,2

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5
6	Прочие расходы	$I_{ПР}$	тыс. руб.	1086,8
7	Всего годовых затрат	$I_{\Sigma}$	тыс. руб.	3986,1
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети	$C_{перед}$	руб./кВт·ч	0,42
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$C_{расп}$	руб/кВт·ч	0,55

### 16.5 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности проекта представляет собой вывод о целесообразности разработки и внедрения предложенного варианта или спроектированного (реконструированного) объекта и т.д. То есть оценка экономической эффективности проекта позволяет оценить проект со стороны экономики, дать экономическое обоснование разработанного и выбранного варианта. Для осуществления этих целей необходимо провести экономическую оценку по следующим методам:

Простая норма прибыли (ПНП) или простая норма рентабельности определяется по характерному году расчетного периода, т. е. когда достигнут проектный уровень производства, но инвестиционный капитал еще продолжает возвращаться.

Простая норма прибыли определяется как отношение чистой прибыли к капиталовложениям.

Простой срок окупаемости это есть период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.

Срок окупаемости капитальных вложений определяется как последовательное суммирование величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) можно отнести к интегральным

(динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций, так как он оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Определить ЧДД можно путем дисконтирования чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Выручка от реализации находится по формуле:

$$O_{pt} = T_{\text{пот}} \cdot W_{\text{год}}, \text{тыс.руб.}, \quad (151)$$

где  $T_{\text{пот}}$  – тариф для потребителей (2,5 руб/кВт).

Определим ее:

$$O_{pt} = 7248,8 \cdot 2,5 = 18122 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль можно определить по следующей формуле:

$$H_t = (O_{pt} - I_{\Sigma}) \cdot 0,24, \quad (152)$$

$$H_t = (18122 - 3986,1) \cdot 0,24 = 3392,64 \text{ тыс. руб.}$$

Величина прибыли от реализации рассчитывается по формуле:

$$П_{\text{чт}} = O_{pt} - I_{\Sigma} - H_t, \quad (153)$$

$$П_{\text{чт}} = 18122 - 3986,1 - 348,12 = 13787,9 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в проект производятся в три этапа: 1-й год – 40 % от основного капитала, 2-й год – 30 %, и 3-й год – 30 %. За это время идет осуществление строительства проекта.

На номинальную мощность проект выйдет после завершения всех работ и начнет приносить чистый доход с учетом вычета налога в размере 10163,4 тыс.руб.

### 16.6 Чистый дисконтированный доход

В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (154)$$

где  $K_t$  – величина инвестиций в год  $t$ ;

$$K_1 = 0,4 \cdot 7233,2 = 2893,3 \text{ тыс.руб}$$

$$K_2 = 0,3 \cdot 7233,2 = 2170 \text{ тыс.руб}$$

$$K_3 = 0,3 \cdot 7233,2 = 2170 \text{ тыс.руб}$$

$$\mathcal{E}_1 = 0 - 3677 - 0 - 2893,3 = -6570,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E}_2 = 0 - 3677 - 0 - 2170 = -5847 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E}_3 = 0 - 3677 - 0 - 2170 = -5847 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E}_4 = 14497,6 - 3677 - 2522,74 - 0 = 8297,9 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (155)$$

где  $d$  – норматив дисконтирования (для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е.  $d=31\%$  [6]);

$$ЧДД_2 = -5846,9 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^2} = -3407,09 \text{ тыс.руб.}$$

$$ЧДД_3 = -5846,9 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^3} = -2600,83 \text{ тыс.руб.}$$

$$ЧДД_4 = 11052,4 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^4} = 3752,9 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета ЧДД приведены в таблице 37

Таблица 37- расчет ЧДД

Год	Ор, тыс. руб	Ит=ИΣ-Иам, тыс.руб.	Нт, тыс руб	Кт, тыс.руб.	ЧДД, с нарост. тыс.руб
1	0	3677	0	2893,3	-5015,4962
2	0	3677	0	2169,9	-8422,582
3	0	3677	0	2169,9	-11023,411
4	18122	3677	3392,64	0	-7270,4863
5	18122	3677	3392,64	0	-4405,6583
6	18122	3677	3392,64	0	-2218,7668
7	18122	3677	3392,64	0	-549,38392
8	18122	3677	3392,64	0	724,95415
9	18122	3677	3392,64	0	1697,7313
10	18122	3677	3392,64	0	2440,30928
11	18122	3677	3392,64	0	3007,1627
12	18122	3677	3392,64	0	3439,87523
13	18122	3677	3392,64	0	3770,19014
14	18122	3677	3392,64	0	4022,33893



Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5	6
15	18122	3677	3392,64	0	4214,81892
16	18122	3677	3392,64	0	4361,75021
17	18122	3677	3392,64	0	4473,9115
18	18122	3677	3392,64	0	4559,53081
19	18122	3677	3392,64	0	4624,88905
20	18122	3677	3392,64	0	4674,78085

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие:  $ЧДД > 0$ ; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

В ходе оценки экономической эффективности проекта СЭС микрорайона Тайежный города Тынды были определены суммарные капиталовложения на проектирование КЛ 0,4 и ВЛ 10кВ; ТП 10/0,4 кВ; РП 10 кВ. Также были рассчитаны амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, размер страховых взносов, фонд заработной платы. Были определены себестоимость передачи электроэнергии, себестоимость на содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю, экономическая эффективность проекта и его финансовая состоятельность.

Себестоимость составила 0,55 руб./кВт·ч.

Капитальные вложения составили 7233,2 тыс. руб.

## 17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Тема данного дипломного проекта реконструкция системы электроснабжения центральной части посёлка Архара. Т.к. городские электрические сети находятся в селитебной зоне, то разумеется, что необходимо рассмотреть влияние сетей, возможные чрезвычайные ситуации и пути их устранения.

### 17.1 Безопасность

Исходя из темы моего дипломного проекта, а также из требований ПУЭ, в которых говорится, что во вновь проектируемых, а также в реконструируемых городах, линии электропередачи следует выполнять в кабельном исполнении, в данном разделе, рассмотрим технику безопасности при монтаже кабельных линий и при прокладке кабеля /13/.

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и т. п.), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля. На чертеже трассы кабеля точно указывают все пересекаемые подземные коммуникации; места пересечений должны быть обозначены и указаны производителем работ в натуре на местности.

Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

Не допускается пользоваться креплением стенок траншеи для спуска в нее. При глубине траншеи более 1 м для спуска в траншею должны быть установлены лестницы или стремянки. В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а так же разматывание кабеля с барабанов и прокладку его необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и приняты меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перекачки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску, кабельный барабан с раскаточным валом (осью) должен быть установлен на домкратах или специальной тележке.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В, при напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При размотке кабеля лебедкой по роликам, а также при раскатке вручную на поворотах трассы устанавливают угловые ролики, поддерживать кабель на поворотах трассы вручную запрещается. Не разрешается также при раскатке кабеля ставить рабочих внутри углов поворота трассы. При прокладке кабеля по сложной трассе с промежуточными колодцами или поэтажными камерами для рабочих, находящихся в колодце и камерах, должна быть обеспечена подача команд через связных.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма — оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие тяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок. При протяжке кабеля внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При затяжке кабеля в трубы следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

Прокладку кабеля на высоте следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах, туннелях и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности:

Перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка открытым огнем запрещается; открытый люк колодца ограждают или устанавливают около него предупредительный знак; разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу запрещается, все эти операции следует делать только снаружи; расплавленный

припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых кастрюлях или ковшах, прикрепляемых к стальному тросу на карабине. Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы.

В туннелях и коллекторах после проверки отсутствия газов разрешается при соблюдении мер пожарной безопасности разжигать паяльные лампы и жаровни, разогревать припой. Разогрев кабельной мастики следует производить вне помещения. Во время работы должны быть открыты два люка или две двери так, чтобы работающие находились между ними. Для освещения места работы в колодцах, а также в туннелях и коллекторах при недостаточности постоянного освещения применяют переносные лампы 12 В или аккумуляторные фонари.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Температуру должен определить и указать руководитель работ (прораб, мастер).

Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежание попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

Кастрюлю с подогретой мастикой запрещается передавать из рук в руки. При передаче кастрюлю следует ставить на землю и брать только с земли. Работать с разогретой мастикой или припоем следует в рукавицах и предохранительных очках.

При работе с эпоксидным компаундом и отвердителями следует избегать соприкосновения их с кожей до полного затвердения. Необходимо при работе пользоваться спецодеждой и предохранительными средствами: халатом, хлопчатобумажной шапочкой, очками и медицинскими резиновыми перчатками.

Попавший на кожу эпоксидный компаунд или отвердитель смывают горячей водой с мылом, после чего это место кожи смазывают жирной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла. Разрешается очищать кожу ацетоном. Применять бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие токсичные растворители запрещается. Очистку инструмента производят ацетоном. Вблизи работ с эпоксидным компаундом запрещается хранить и принимать пищу, а также курить.

## **17.2 Экологичность**

Поскольку в данном дипломном проекте рассматривается жилой район посёлка Архара, то под экологичностью проекта будем понимать воздействие электрической сети города на окружающую среду в целом, и на жителей в частности. Так как действующая и проектируемая электрические сети имеют классы напряжения 10 и 0,4 кВ, можно сказать, что воздействие электромагнитных полей (ЭМП) будет минимальным. Что связано как с небольшой интенсивностью ЭМП от электроустановок таких классов напряжения, так и с предусмотренной конструкцией защитой от воздействия ЭМП. Поэтому следует рассмотреть акустические шумы от трансформаторных подстанций (ТП), расположенных вблизи жилых домов, а также защиту от загрязнения трансформаторным маслом и отвод земель во дворах жилых домов под строительство ТП.

Под термином "шум" в эргономике подразумевается беспорядочное смешение звуков различной частоты и силы. Предельно допустимые уровни

шума хорошо известны. Принятая единица измерения шума – децибелы (дБ). Для городского человека, живущего в условиях постоянного шума, такие звуки могут вызвать состояние монотонии, невозможности сосредоточенной работы, тяги ко сну. Ему необходим период привыкания к тишине.

На ВЛ акустический шум является одним из проявлений интенсивной короны. Он воспринимается человеческим ухом в диапазоне частот от 16 Гц до 20 кГц. В линиях 10 и 0,4 кВ потери на корону не велики и шумовое давление на них практически отсутствуют.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах. На территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений /14/:

$$L_{A.MAX} = 50 \text{ дБА с } 7^{00}\text{-}23^{00} \text{ часов;}$$

$$L_{A.MAX} = 40 \text{ дБА с } 23^{00}\text{-}7^{00} \text{ часов.}$$

Для трансформаторов разной мощности с естественным масляным охлаждением (марка ТМ) существуют скорректированные уровни звуковой мощности в соответствии с /15/

$$\text{Для трансформаторов мощностью 160 кВА } -L_{P.A} = 62 \text{ дБА;}$$

$$\text{Для трансформаторов мощностью 250 кВА } -L_{P.A} = 65 \text{ дБА;}$$

$$\text{Для трансформаторов мощностью 400 кВА } -L_{P.A} = 68 \text{ дБА;}$$

$$\text{Для трансформаторов мощностью 1000 кВА } -L_{P.A} = 73 \text{ дБА.}$$

При оценке шума трансформатора в эксплуатации /15/ уровень звука на заданном расстоянии (R) от трансформатора (более 30 м) определяют по формуле:

$$L_A = L_{P.A} - 10 \cdot \lg S \tag{156}$$

где  $S$  - площадь измерительной поверхности ( $\text{м}^2$ ):

$$S = 2 \cdot \pi \cdot R^2 \quad (157)$$

В соответствии с вышеприведенными формулами произведём расчёт шума для различных типов трансформаторов установленных на ТП в городе Свободный. Расчёт будем производить для расстояния  $R = 35$  м, так как в городах ТП строятся на больших расстояниях. Полученные значения сведём в таблицу, а в качестве примера приведём расчёт звукового давления для ТП № 6, на котором установлен силовой трансформатор ТМ-400/10. Расстояние до ближайшего здания – жилого дома  $l = 50$  м.

$$L_A = L_{P.A} - 10 \cdot \lg S = 68 - 10 \cdot \lg 7693 = 29,1 \text{ дБА},$$

Таблица 38 – Звуковое давление от трансформаторов на расстоянии 35 м

$S_{TP}$ , кВА	$L_{P.A}$ , дБА	$S$ , $\text{м}^2$	$L_A$ , дБА
160	62	7693	24,14
250	65	7693	26,14
400	68	7693	29,14
1000	73	7693	34,14

Вывод: на расстоянии 35 метров от источника шума уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормативам.

Теперь рассмотрим вопрос отвода земель под строительство ТП.

Для подстанций напряжением 10/0,4 кВ площадь земельных участков отводится следующая:

для подстанций с одним трансформатором мощностью  
100 – 630 кВА – 50  $\text{м}^2$ ;

для подстанций с одним трансформатором мощностью  
1000 кВА – 800  $\text{м}^2$ ;

для мачтовых трансформаторных подстанций с трансформаторами  
250 кВА – 50  $\text{м}^2$ .



Все принятые расстояния до трансформаторных подстанций соответствуют «Нормам отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 500 кВ».

В районе, электроснабжением которого я занимаюсь, в настоящее время расположены 1 ТП мощностью 250 кВА, 3 ТП мощностью 160 кВА, 1 ТП мощностью 1000 кВА и 4 ТП мощностью 400 кВА. Таким образом, под них отводится:

Для ТП с трансформатором до 630 кВА  $S = 8 \cdot 50 = 400 \text{ м}^2$ ;

Для ТП с трансформатором 1000 кВА  $S = 1 \cdot 80 = 80 \text{ м}^2$ .

Площадь всего рассматриваемого района города составляет 1500000 м<sup>2</sup>, а рассчитанное мной значение составляет 480 м<sup>2</sup>, или в процентном соотношении – 0,032 %, что соответствует нормативным значениям.

#### **4.3 Чрезвычайные ситуации**

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, случившейся в системе электроснабжения города, может быть пожар на ТП. На рассматриваемой территории расположены 22 ТП, значит грамотные действия при возникновении и тушении пожаров являются актуальной проблемой.

При возникновении и тушении пожаров на ТП рассматриваемой сети необходимо прибегнуть к следующим действиям /16/:

Первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической

(стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и источников воды.

До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской красного цвета.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов – отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть.

Проектирование схемы городской распределительной сети дает возможность понять задачи, которые ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

На высоком уровне понимания были освоены многие моменты проектирования, которые требовали от меня как от проектировщика принятие определенных решений при выборе оборудования как на РП, так и на ТП.

Проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций, что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях дает серьезное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляев, А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ./А.В. Беляев – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
- 2 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. – Минск: 1995, – 86 с.
- 3 Инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185-94: 1995. – 31 с.
- 4 Кабышев, А.В. Низковольтные автоматические выключатели./А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов – Томск: Том.политех.ун-т, 2011. – 346 с.
- 5 Козлов, В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие./В.А. Козлов – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 6 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 7 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 8 Приложение к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 20.12.2011 № 238.
- 9 Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 10 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
- 11 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие/Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006. – 189 с.
- 12 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.

- 13 Соколов Б.А., Соколова Н.Б. Монтаж электрических установок.-3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1991.-592 с.
- 14 СН 2.2.4-218562 96 Шум на рабочих местах в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
- 15 СН 12.2.0.24-87 (СТСЭВ 4445-83) Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля
- 16 РД-153.-34.0-03.301-00.Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. -М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.