

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

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Оптимизация системы электроснабжения напряжением 10 кВ Благовещенского района Амурской области с применением реклоузеров

Исполнитель

студент группы 742-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Е. Шуплецов

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по безопасности и экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В.

Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

20\_\_ г.

### **З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Шуплецова Андрея Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Оптимизация системы электро-снабжения напряжением 10 кВ Благовещенского района Амурской области с применением реклоузеров

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 28.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема, результаты контрольных замеров по ПС Возжаевка 110/35/10 кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Реконструкция ПС Возжаевка 110/35/10 кВ

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

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

7. Дата выдачи задания 19.04.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Мясоедов, профессор, канд.техн.наук

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2021

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 130 с., 12 рисунков, 36 таблиц, 147 формул, 15 источников, 6 листов графической части.

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕКЛОУЗЕР, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, НАГРУЗКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЕЖЕНИЙ**

В данной выпускной квалификационной работе, в соответствии с действующими в настоящее время нормативно-техническими документами, создана экономически целесообразная система электроснабжения сельского поселения Возжаевка, обеспечивающая необходимое качество комплексного электроснабжения всех потребителей и приемников. В основу дипломного проекта положены ГОСТы, действующие "Правила (ПУЭ, ПТЭ, ПТБ и др.), ведомственные технические условия и другие официальные материалы. Используются также отдельные сведения, содержащиеся в справочных изданиях.

В процессе выполнения работы будет решен значительный объем вопросов в частности определены нагрузки на КТП по которым в дальнейшем будет выбрано все основное оборудование. Указанное оборудование в последствии будет проверено на воздействие токов короткого замыкания и ненормальных режимов работы.

## Содержание

Введение	7
1. Проектирование схемы 0,4 кВ	8
1.1 Исходные данные	8
1.2 Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ	9
1.3 Определение допустимых потерь напряжения в сети 0,38 кВ	13
1.4 Выбор числа и мощности трансформаторов	14
1.5 Определение числа и мощности трансформаторных подстанций	15
1.6 Электрический расчет сети 0,38 кВ	17
1.7 Электрический расчет сети 10 кВ	30
1.8 Определение потерь энергии	39
1.9 Конструктивное исполнение линий и ТП	40
1.10 Расчет токов КЗ	42
1.11 Выбор силовой аппаратуры ТП	47
1.11.1 Выбор разъединителя	47
1.11.2 Выбор предохранителя	49
1.11.3 Выбор рубильника	49
1.11.4 Выбор автоматического выключателя	49
1.11.5 Выбор ограничителей перенапряжения	50
1.12 Защита от перенапряжений и заземление	50
1.12.1 Защита от перенапряжений	51
1.12.2 Заземление	51
2. Выбор принципиальной схемы подстанции 110/35/10 кВ	54
2.1 Расчет нагрузок	55
2.2 Выбор трансформатора (автотрансформатора АТ)	61
2.3 Расчёт потерь электроэнергии для двух вариантов	65
2.4 Приведенные затраты	66
2.5 Расчет токов КЗ	68
2.6 Выбор оборудования	73

2.7	Заземление и молниезащита	95
2.8	Применение реклоузеров в линии СЦБ	100
3.	Релейная защита и автоматика	103
3.1	Защита электрических сетей и трансформаторов	103
3.2	Цифровая интегрированная защита и Автоматика распределительных сетей	103
3.3	Преобразователи измерительные ток-напряжение ПИТ	107
3.4	Блок микропроцессорный центральной сигнализации	108
4.	Безопасность и экологичность работы	111
4.1	Безопасность	111
4.1.1	Мероприятия и средства по обеспечению безопасности труда	111
4.1.2	Микроклимат производственных помещений	114
4.1.3	Объект анализа	115
4.2	Экологичность	117
4.2.1	Загрязнение атмосферы.	117
4.2.2	Загрязнение водоемов.	117
4.2.3	Загрязнение почвы	117
4.2.4	Энергетические загрязнения.	117
4.2.5	Мероприятия и средства по защите окружающей среды от воздействия оборудования ГПП	118
4.3	Чрезвычайные ситуации	118
	Заключение	127
	Библиографический список	129

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

ТП – трансформаторная подстанция

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшнем этапе развития современного общества, электроэнергия и централизованное теплоснабжение стали неотъемлемой частью нашей повседневной жизни. Без них трудно представить жизнь, современных городов и поселков, являющихся крупными потребителями электрической энергии в стране. От того, насколько рационально спроектирована система электроснабжения поселений, зависит эффективность функционирования большого числа объектов, расположенных на его территории.

Потребители электрической энергии, расположенные на селитебной территории села, условно разделяются на две основные группы: жилые дома и общественно-коммунальные учреждения.

Потребление электроэнергии в жилых домах определяется укладом жизни населения сельского поселения. В современных жилых домах используется большое количество различных электроприемников, которые подразделяются на электроприемники квартир и на электроприемники общедомового назначения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является необходимость, в соответствии с действующими в настоящее время нормативно-техническими документами, создать экономически целесообразную систему электроснабжения сельского поселения Возжаевка, обеспечивающую необходимое качество комплексного электроснабжения всех потребителей и приемников.

# 1 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМЫ 0,4 КВ

## 1.1 Исходные данные

Сельское поселение Возжаевка расположено на Транссибирской магистрали, в 25 км юго-восточнее Белогорска.

Село Амурское — спутник села Возжаевка. Через село Амурское проходит автодорога Чита — Хабаровск. Аэродром Возжаевка расположен в 5,5 км. северо-восточнее ж/д Возжаевка и в 20 км. юго-восточнее города Белогорск Амурской области.

От села Возжаевка на запад идёт дорога к селу Мирное, далее выезд на автодорогу Благовещенск — Белогорск; на юго-запад — к селу Заречное. Связь с районным центром осуществляется по автомобильной дороге с асфальтобетонным покрытием.

Рельеф территории сельского поселения равнинный, спокойный. Основными грунтами, слагающими площадки под строительство, являются легкие суглинки и тяжелые супеси, которые с глубины 5-6 метров подстилаются тонкозернистыми песками.

Климат — резко-континентальный с чертами муссонности. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и географических факторов.

Средняя январская температура понижается до  $-40^{\circ}\text{C}$ .

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм.

Территория села в существующих границах населенного пункта составляет 1979,838 га. В селе двадцать улиц.

Застроенные территории села имеют линейную планировочную структуру со сложившимся функциональным использованием земель.

Существующая жилая застройка села Возжаевка представлена на чертеже №1.



Электроснабжение: ВЛ 110 кВ «Белогорск – Возжаевка» АС-95/16  
двухцепная, длиной 20,6 км.

На ГПП «Возжаевка» установлена 2 трансформатора ТДТН-16000/110/35/10, дата ввода в эксплуатацию 1981 год.

Максимальная мощность по результатам измерений почасовых объемов потребления электроэнергии 10 кВ, 0,161 МВт

Объем свободной трансформаторной мощности с учетом присоединенных потребителей, заключенных договоров ТП и поданных заявок на ТП 35 кВ, 3,401 МВА

Линия 10 кВ – основной потребитель село Возжаевка, далее ТП 10/04 (4шт), присоединенных потребителей 3606,9 кВа

Линия 35 кВ – основной потребитель воинская часть 77983-2, военный аэродром «Возжаевка» присоединенных потребителей 24992,1 кВа.

Таблица 1 – Коммунально-бытовые и производственные потребители

Номер шифра нагрузки	Наименование объекта	Дневной максимум		Вечерний максимум	
		Р <sub>д</sub> , кВт	Q <sub>д</sub> , квар	Р <sub>в</sub> , кВт	Q <sub>в</sub> , квар
341	АЗС ННК №15	15	10	1	-
346	Водозабор	10	8	1	-
352	Сбербанк России	3	2	1	-
531	Дом Культуры	4	-	7	-
536	Школа № 1 МОАУСОШ	4	-	4	-
540	Котельная №492	20	10	10	4
552	Магазин промтоварный	6	-	6	-
536	Фельдшерско-акушерский пункт	4	-	4	-

## 1.2. Расчет электрических нагрузок сети 0,4 кВ

Для расчета электрических нагрузок вычерчиваем в масштабе план населенного пункта Возжаевка и располагаем на плане производственные нагрузки и группируем все коммунально-бытовые потребители, присваиваем номера группам.

Определим нагрузки на вводах к потребителям.

Нагрузку на вводе в жилой дом определяем по номограмме исходя из существующего годового потребления электроэнергии на седьмой расчётный год.

При годовом потреблении 1550 кВт·ч/дом расчетная нагрузка на вводе составляет  $P_{pi} = 3,37$  кВт/дом.

Определим расчетную нагрузку уличного освещения:

$$P_{p \text{ ул}} = P_{уд} \cdot l, \quad (1)$$

где  $P_{уд}$  – удельная мощность, зависящая от ширины улицы и вида покрытия (таблица 2), Вт/м;

$l$  – длина улицы, м.

Принимаем  $P_{уд} = 6$  Вт/м для поселковых улиц с асфальтобетонными и переходными типами покрытий и шириной проезжей части 5-7 м

$$P = 6 \cdot 2300 = 13800 \text{ Вт} = 13,8 \text{ кВт}.$$

Определяем суммарную расчетную активную нагрузку всего населенного пункта. Для этого делим все потребители по соизмеримой мощности на группы и определяем расчетную нагрузку каждой группы.

$$P_{p \text{ гр}} = k_o \cdot \sum P \quad (2)$$

Первая группа: жилые дома (125 домов).

Расчетная нагрузка для дневного максимума:

$$P_{д1} = k_o \cdot P_{pi} \cdot n \cdot k_d, \quad (3)$$

где  $k_o$  – коэффициент одновременности, определяется в зависимости от количества и типа потребителей (таблица 13);

$n$  – количество жилых домов;

$k_d$  – коэффициент дневного максимума. Для производственных потребителей  $k_d = 1$ , для бытовых потребителей (дома без электроплит)  $k_d = 0,3 \dots 0,4$ .

$$P_{д1} = 0,21 \cdot 3,37 \cdot 125 \cdot 0,3 = 26,54 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка для вечернего максимума:

$$P_{в1} = k_o \cdot P_{pi.n} \cdot k_b, \quad (4)$$

где  $k_b$  – коэффициент вечернего максимума. Для производственных потребителей  $k_b = 0,6$ , для бытовых потребителей (дома без электроплит)  $k_b = 1$ .

$$P_{в1} = 0,21 \cdot 3,37 \cdot 125 \cdot 1 = 88,46 \text{ кВт.}$$

Вторая группа: столярный цех, мельница, гречерушка.

$$P_{д2} = P_6 + \Delta P = 15 + 6 + 1,8 = 22,8 \text{ кВт.}$$

$$P_{в2} = 1 + 0,6 + 0,6 = 2,2 \text{ кВт.}$$

Третья группа: бригадный дом с залом на 100 мест, фельдшерско-акушерский пункт (5), столовая, магазин промтоварный, фельдшерско-акушерский пункт (8).

$$P_{д3} = P_6 + \Delta P = 20 + 2,4 + 2,4 + 3,6 + 2,4 = 30,8 \text{ кВт.}$$

$$P_{в3} = 10 + 4,2 + 2,4 + 3,6 + 2,4 = 22,6 \text{ кВт.}$$

Определим расчетную нагрузку на шинах ТП без учёта уличного освещения. Суммируем расчетные нагрузки дневного максимума всех трех групп.

$$P_{ТПд} = P_6 + \Delta P = 30,8 + 16,7 + 14,2 = 61,7 \text{ кВт.};$$

Суммируем расчетные нагрузки всех трех групп для вечернего максимума:

$$P_{д(в)} = P_6 + \Delta P, \quad (5)$$

где  $P_6$  – большая из нагрузок, кВт;

$\Delta P$  – добавка, соответствующая меньшей нагрузке.

$$P_{ТПв} = P_{в1} + \Delta P_{в2} + \Delta P_{в3} = 88,46 + 1,3 + 14,1 = 103,86 \text{ кВт.}$$

Расчетная мощность ТП определяется по вечернему максимуму нагрузки, так как он больший.

С учетом наружного освещения расчетная мощность ТП:

$$P_{ТП} = P_{ТПВ} + P_{р ул} = 103,86 + 13,8 = 117,66 \text{ кВт.}$$

Таблица 2 – Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей.

N	Потребитель	$P_{д,}$ кВт	$Q_{д,}$ квар	$P_{в,}$ кВт	$Q_{в,}$ квар	$\cos\varphi_{д}$	$\cos\varphi_{в}$
1	АЗС НК №15	15	10	1	-	0,7	0,75
2	Водозабор	10	8	1	-	0,8	0,85
3	Сбербанк России	3	2	1	-	0,75	0,8
4	Дом Культуры	4	-	7	-	0,85	0,9
5	Школа № 1 МОАУСОШ	4	-	4	-	0,85	0,9
6	Котельная №492	20	10	10	4	0,85	0,9
7	Магазин протоварный	6	-	6	-	0,85	0,9
8	Фельдшерско-акушерский пункт	4	-	4	-	0,85	0,9

Определяем средневзвешенный коэффициент мощности. Для жилых домов  $\cos\varphi_{д} = 0,9$ ;  $\cos\varphi_{в} = 0,93$ . Коэффициент мощности отдельных потребителей определяем из таблицы 6.

$$\cos\varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cos\varphi_i}{\sum_1^n P_{pi}}. \quad (6)$$

$$\cos\varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{26,54 \cdot 0,9 + (4+4+20+6+4) \cdot 0,85 + 10 \cdot 0,8 + 3 \cdot 0,75 + 15 \cdot 0,7}{26,54 + 4 + 4 + 20 + 6 + 4 + 10 + 3 + 15} = 0,84;$$

$$\cos\varphi_{\text{ср.взв д}} = \frac{88,46 \cdot 0,93 + (7+4+10+6+4) \cdot 0,9 + 1 \cdot 0,85 + 1 \cdot 0,8 + 1 \cdot 0,75}{88,46 + 7 + 4 + 10 + 6 + 4 + 1 + 1 + 1} = 0,92$$

Определяем полную расчетную нагрузку на шинах ТП для дневного и вечернего максимумов:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos\varphi_{\text{ср.взв}}}. \quad (7)$$

$$S_{pд} = \frac{61,7}{0,84} = 73,5 \text{ кВА};$$

$$S_{pв} = \frac{117,6}{0,92} = 127,8 \text{ кВА.}$$

### 1.3 Определение допустимых потерь напряжения в сети 0,38 кВ

Исходными данными для расчета электрических сетей являются допустимые нормы отклонения напряжения. Для сельскохозяйственных потребителей при нагрузке 100% оно не должно выходить за пределы  $-5\%$ , а при нагрузке 25% за пределы  $+5\%$  от номинального.

Допустимые потери напряжения в линиях 10кВ и 0.38 кВ определяются путем составления таблиц отклонения напряжения. Как правило, при составлении таблиц рассматривают ближайшую и удаленную трансформаторные подстанции в режиме максимальной (100%) и минимально (25%) нагрузки. В нашем случае следует определить потери напряжения и надбавку для проектируемой ТП.

Определяем допустимые потери напряжения и надбавку трансформатора.

Определяем отклонение напряжения:

$$\delta U^{100} = \sum H^{100} + \sum \Delta U^{100}; \quad (8)$$

$$\delta U^{25} = \sum H^{25} + \sum \Delta U^{25}, \quad (9)$$

где  $\delta U^{100}, \delta U^{25}$  – отклонение напряжения при 100% и 25% нагрузке, %;

$\sum \Delta U^{100}, \sum \Delta U^{25}$  – потеря напряжения при 100% и 25% нагрузке, %;

$\sum H^{100}, \sum H^{25}$  – надбавки при 100% и 25% нагрузке, %.

Для нашего случая имеем, отклонение напряжения у потребителя:

$$\delta U_{\text{п}} = \delta U_{\text{ш}} + \Delta U_{10} + \delta U_{\text{нб}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{0,38}, \quad (10)$$

где  $\delta U_{\text{п}}$  – отклонение напряжения у потребителя, %;

$\delta U_{\text{ш}}$  – отклонение напряжения на шинах 10 кВ, %;

$\Delta U_{10}$  – падение напряжения в линии 10 кВ, %;

$\delta U_{\text{нб}}$  – надбавка трансформатора 10/0,4 кВ, %;

$\Delta U_{\text{тр}}$  – падение напряжения в трансформаторе 10/0,4 кВ, %;

$\Delta U_{0,38}$  – падение напряжения в линии 0,38 кВ (складывается из падений во внешних и внутренних сетях), %.

Таблица 3 – Отклонения и потери напряжения

Элементы схемы	Нагрузка	
	100%	25%
Шины питающей подстанции	+6	-1
ВЛ – 10 кВ	-6,5	-1,625
Трансформатор 10/0,38 кВ:		
-надбавка	+7,5	+7,5
-потери напряжения	-4	-1
Линия 0,38 кВ:		
-потери во внутренних сетях	-1,5	0
-потери во внешних сетях	-6,5	0
Потребитель	-5,0	+3,875

#### 1.4. Выбор числа и мощности трансформаторов

Определяем число трансформаторных подстанций для населенного пункта Возжаевка. Так как наш поселок не является протяженным, имеющим равномерно распределенную нагрузку, то приближенное число ТП можно определить по следующей формуле:

$$N_{\text{ТП}} = 0,35 \cdot \sqrt[3]{\frac{S_{\text{пв}}^2 \cdot F}{(\Delta U\%)^2}} \quad (11)$$

где  $F$  – площадь населенного пункта, км<sup>2</sup>;

$\Delta U\%$  - допустимая потеря напряжения в сети напряжением 0,38 кВ (из таблицы 33.).

$$N_{\text{ТП}} = 0,35 \cdot \sqrt[3]{\frac{127,8^2 \cdot 0,242}{6,5^2}} = 1,76.$$

Принимаем одну трансформаторную подстанцию.

Определяем мощность трансформатора по полной расчетной нагрузке.

Принимаем  $S=100$  кВА.

Принимаем трансформатор типа ТМ-160-10/0,4 с параметрами:

$$P_x=0,51 \text{ кВт}, P_k=2,65 \text{ кВт}, U_k=4,5 \text{ \%}.$$

## 1.5. Определение числа и мощности трансформаторных подстанций

Принимаем одну трансформаторную подстанцию.

На плане населенного пункта намечаем трассы ВЛ 380/220 В. Разбиваем их на участки длиной не более 100 м, группируем однородные потребители и присваиваем им номера.

Для определения места расположения ТП на план населенного пункта наносим оси координат и определяем координаты нагрузок групп жилых домов и отдельных потребителей.

Расчетная нагрузка группы из трех жилых домов:

- дневная:

$$P_d = 0,64 \cdot 3,37 \cdot 3 \cdot 0,3 = 1,94 \text{ кВт.}$$

- вечерняя:

$$P_b = 0,64 \cdot 3,37 \cdot 3 \cdot 1 = 6,47 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка группы из четырех жилых домов:

- дневная:

$$P_d = 0,585 \cdot 3,37 \cdot 4 \cdot 0,3 = 2,37 \text{ кВт.}$$

- вечерняя:

$$P_b = 0,585 \cdot 3,37 \cdot 4 \cdot 1 = 7,89 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка группы из пяти жилых домов:

- дневная:

$$P_d = 0,53 \cdot 3,37 \cdot 5 \cdot 0,3 = 2,68 \text{ кВт.}$$

- вечерняя:

$$P_b = 0,53 \cdot 3,37 \cdot 5 \cdot 1 = 8,93 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка группы из шести жилых домов:

- дневная:

$$P_d = 0,465 \cdot 3,37 \cdot 6 \cdot 0,3 = 2,82 \text{ кВт.}$$

- вечерняя:

$$P_b = 0,465 \cdot 3,37 \cdot 6 \cdot 1 = 9,4 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка группы из семи жилых домов:

- дневная:

$$P_d = 0,47 \cdot 3,37 \cdot 7 \cdot 0,3 = 3,33 \text{ кВт.}$$

- вечерняя:

$$P_B = 0,47 \cdot 3,37 \cdot 7 \cdot 1 = 11,09 \text{ кВт.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчета нагрузок отдельных потребителей и однородных групп и их координаты

№	Наименование потребителей	Расчетная мощность, кВт		Координаты нагрузок, м		Коэффициенты мощности	
		$P_D$	$P_B$	X	Y	$\cos\varphi_D$	$\cos\varphi_B$
1	АЗС ННК №15	15	1	220	85	0,7	0,75
2	Водозабор	10	1	281	126	0,8	0,85
3	Сбербанк России	3	1	168	221	0,75	0,8
4	Дом Культуры	4	7	76	484	0,85	0,9
5	Школа № 1 МОАУСОШ	4	4	130	447	0,85	0,9
6	Котельная №492	20	10	38	370	0,85	0,9
7	Магазин промтоварный	6	6	276	698	0,85	0,9
8	Фельдшерско-акушерский пункт	4	4	310	631	0,85	0,9
9	7 домов	3,33	11,09	302	57	0,9	0,93
10	4 дома	2,37	7,89	270	185	0,9	0,93
11	4 дома	2,37	7,89	287	247	0,9	0,93
13	7 домов	3,33	11,09	396	280	0,9	0,93
14	6 домов	2,82	9,4	318	361	0,9	0,93
16	7 домов	3,33	11,09	432	410	0,9	0,93
17	7 домов	3,33	11,09	352	492	0,9	0,93
18	7 домов	3,33	11,09	392	591	0,9	0,93
19	7 домов	3,33	11,09	489	694	0,9	0,93
20	6 домов	2,82	9,4	175	155	0,9	0,93
21	5 домов	2,68	8,93	76	228	0,9	0,93
22	4 дома	2,37	7,89	45	302	0,9	0,93
23	4 дома	2,37	7,89	81	415	0,9	0,93
24	3 дома	1,94	6,47	126	341	0,9	0,93
26	3 дома	1,94	6,47	150	270	0,9	0,93
27	5 домов	2,68	8,93	220	320	0,9	0,93
28	5 домов	2,68	8,93	122	534	0,9	0,93
29	4 дома	2,37	7,89	146	606	0,9	0,93
30	6 домов	2,82	9,4	216	663	0,9	0,93
31	6 домов	2,82	9,4	361	682	0,9	0,93
32	4 дома	2,37	7,89	256	593	0,9	0,93
33	6 домов	2,82	9,4	216	513	0,9	0,93
35	3 дома	1,94	6,47	263	445	0,9	0,93
36	5 домов	2,68	8,93	180	405	0,9	0,93



Определяем центр нагрузок:

$$\begin{cases} X = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_1^n P_{pi}}; \\ Y = \frac{\sum_1^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_1^n P_{pi}}, \end{cases} \quad (12)$$

где  $X_i, Y_i$  – координаты центра нагрузки групп, м;

$P_{pi}$  – расчетная нагрузка потребителей или их групп, кВт.

Так как нагрузки вечернего максимума большие, расчет координат подстанции ведем по вечернему максимуму.

$$X = \frac{60580}{250} = 242,7 \text{ м} \qquad Y = \frac{104963,7}{250} = 420 \text{ м},$$

Площадку под строительство ТП выбираем на незаселенной местности с координатами  $X=250$  м,  $Y=380$  м.

### **1.6. Электрический расчет сети 0,38 кВ**

Определим нагрузки на участках низковольтной линии, пользуясь расчетной схемой сети. Для этого производим суммирование расчетных нагрузок отдельных потребителей и групп.

Нагрузку однородных потребителей определяем по формуле (36), а если нагрузка смешанная – по формуле (39).

Произведем расчет третьего фидера.

#### Участок 29-28.

Активная нагрузка для:

- дневного максимума:

$$P_{\partial 29-28} = P_{\partial 28} = 2,68 \text{ кВт};$$

- вечернего максимума:

$$P_{\epsilon 29-28} = P_{\epsilon 28} = 8,93 \text{ кВт};$$

Коэффициент мощности на участке для:

- дневного максимума:

$$\cos \varphi_{\partial 29-28} = \cos \varphi_{\partial 28} = 0,9;$$

- вечернего максимума:

$$\cos \varphi_{\delta 29-28} = \cos \varphi_{\delta 28} = 0,93;$$

Полная нагрузка для:

- дневного максимума:

$$S_{\delta 29-28} = \frac{P_{\delta 29-28}}{\cos \varphi_{\delta 29-28}} \text{ кВА};$$

$$S_{\delta 29-28} = \frac{2,68}{0,9} = 2,98 \text{ кВА};$$

- вечернего максимума:

$$S_{\delta 29-28} = \frac{P_{\delta 29-28}}{\cos \varphi_{\delta 29-28}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\delta 29-28} = \frac{8,93}{0,93} = 9,6 \text{ кВА.}$$

### Участок 30-29.

Так как нагрузки однородные и не отличаются по величине, более чем в 4 раза, то суммирование производим с учетом коэффициента одновременности.

$$P_{\delta 30-29} = k_O (P_{\delta 28} + P_{\delta 29}) \text{ кВт};$$

$$P_{\delta 30-29} = 0,75 \cdot (2,68 + 2,37) = 3,79 \text{ кВт};$$

$$P_{\delta 30-29} = k_O (P_{\delta 28} + P_{\delta 29}) \text{ кВт};$$

$$P_{\delta 30-29} = 0,75 \cdot (8,93 + 7,89) = 12,6 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta 30-29} = \frac{P_{\delta 28} \cos \varphi_{\delta 28} + P_{\delta 29} \cos \varphi_{\delta 29}}{P_{\delta 28} + P_{\delta 29}}$$

$$\cos \varphi_{\delta 30-29} = \frac{2,68 \cdot 0,9 + 2,37 \cdot 0,9}{2,68 + 2,37} = 0,9;$$

$$\cos \varphi_{\delta 30-29} = \frac{P_{\delta 28} \cos \varphi_{\delta 28} + P_{\delta 29} \cos \varphi_{\delta 29}}{P_{\delta 28} + P_{\delta 29}}$$

$$\cos \varphi_{\delta 30-29} = \frac{8,93 \cdot 0,93 + 7,89 \cdot 0,93}{8,93 + 7,89} = 0,93;$$

$$S_{\delta 30-29} = \frac{P_{\delta 30-29}}{\cos \varphi_{\delta 30-29}} \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 30-29} = \frac{3,79}{0,9} = 4,2 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 30-29} = \frac{P_{\epsilon 30-29}}{\cos \varphi_{\epsilon 30-29}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\epsilon 30-29} = \frac{12,6}{0,93} = 13,55 \text{ кВА.}$$

### Участок 7-30.

$$P_{\partial 7-30} = k_O (P_{\partial 30-29} + P_{\partial 30}) \text{ кВт};$$

$$P_{\partial 7-30} = 0,75 \cdot (3,79 + 2,82) = 5 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 7-30} = k_O (P_{\epsilon 30-29} + P_{\epsilon 30}) \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 7-30} = 0,75 \cdot (12,6 + 9,4) = 16,5 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\partial 7-30} = \frac{P_{\partial 30-29} \cos \varphi_{\partial 30-29} + P_{\partial 30} \cos \varphi_{\partial 30}}{P_{\partial 30-29} + P_{\partial 30}};$$

$$\cos \varphi_{\partial 7-30} = \frac{3,79 \cdot 0,9 + 2,82 \cdot 0,9}{3,79 + 2,82} = 0,9;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 7-30} = \frac{P_{\epsilon 30-29} \cos \varphi_{\epsilon 30-29} + P_{\epsilon 30} \cos \varphi_{\epsilon 30}}{P_{\epsilon 30-29} + P_{\epsilon 30}}$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 7-30} = \frac{12,6 \cdot 0,93 + 9,4 \cdot 0,93}{12,6 + 9,4} = 0,93;$$

$$S_{\partial 7-30} = \frac{P_{\partial 7-30}}{\cos \varphi_{\partial 7-30}} \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 7-30} = \frac{5}{0,9} = 5,6 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 7-30} = \frac{P_{\epsilon 7-30}}{\cos \varphi_{\epsilon 7-30}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\epsilon 7-30} = \frac{16,5}{0,93} = 17,74 \text{ кВА.}$$

### Участок 7-31.

$$P_{\partial 7-31} = P_{\partial 31} = 2,82 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 7-31} = P_{\epsilon 31} = 9,4 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\partial 7-31} = \cos \varphi_{\partial 31} = 0,9;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 7-31} = \cos \varphi_{\epsilon 31} = 0,93;$$

$$S_{\delta 7-31} = \frac{P_{\delta 7-31}}{\cos \varphi_{\delta 7-31}} \text{ кВА};$$

$$S_{\delta 7-31} = \frac{2,82}{0,9} = 3,13 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 7-31} = \frac{P_{\epsilon 7-31}}{\cos \varphi_{\epsilon 7-31}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\epsilon 7-31} = \frac{9,4}{0,93} = 10,1 \text{ кВА.}$$

### Участок 8-7.

$$P_{\delta 8-7} = P_{\delta 7} + \Delta P_{\delta 7-30} + \Delta P_{\delta 7-31} \text{ кВт};$$

$$P_{\delta 8-7} = 6 + 3 + 1,7 = 10,7 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 8-7} = P_{\epsilon 7-30} + \Delta P_{\epsilon 7} + \Delta P_{\delta 7-31} \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 8-7} = 16,5 + 3,6 + 5,6 = 25,7 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta 8-7} = \frac{P_{\delta 7-30} \cos \varphi_{\delta 7-30} + P_{\delta 7-31} \cos \varphi_{\delta 7-31} + P_{\delta 7} \cos \varphi_{\delta 7}}{P_{\delta 7-30} + P_{\delta 7-31} + P_{\delta 7}};$$

$$\cos \varphi_{\delta 8-7} = \frac{5 \cdot 0,9 + 2,82 \cdot 0,9 + 6 \cdot 0,85}{5 + 2,82 + 6} = 0,88;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 8-7} = \frac{P_{\epsilon 7-30} \cos \varphi_{\epsilon 7-30} + P_{\epsilon 7-31} \cos \varphi_{\epsilon 7-31} + P_{\epsilon 7} \cos \varphi_{\epsilon 7}}{P_{\epsilon 7-30} + P_{\epsilon 7-31} + P_{\epsilon 7}};$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 8-7} = \frac{16,5 \cdot 0,93 + 9,4 \cdot 0,93 + 6 \cdot 0,9}{16,5 + 9,4 + 6} = 0,92;$$

$$S_{\delta 8-7} = \frac{P_{\delta 8-7}}{\cos \varphi_{\delta 8-7}} \text{ кВА};$$

$$S_{\delta 8-7} = \frac{10,7}{0,88} = 12,16 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 8-7} = \frac{P_{\epsilon 8-7}}{\cos \varphi_{\epsilon 8-7}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\epsilon 8-7} = \frac{25,7}{0,92} = 27,93 \text{ кВА.}$$

### Участок 32-8.

$$P_{\delta 32-8} = P_{\delta 8-7} + \Delta P_{\delta 8} \text{ кВт};$$

$$P_{\delta 32-8} = 10,7 + 2,4 = 13,1 \text{ кВт};$$

$$P_{\delta 32-8} = P_{\delta 8-7} + \Delta P_{\delta 8} \text{ кВт};$$

$$P_{\delta 32-8} = 25,7 + 2,4 = 28,1 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta 32-8} = \frac{P_{\delta 8-7} \cos \varphi_{\delta 8-7} + P_{\delta 8} \cos \varphi_{\delta 8}}{P_{\delta 8-7} + P_{\delta 8}} = 0,87;$$

$$\cos \varphi_{\delta 32-8} = \frac{10,7 \cdot 0,88 + 4 \cdot 0,85}{10,7 + 4} = 0,87;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 32-8} = \frac{P_{\epsilon 8-7} \cos \varphi_{\epsilon 8-7} + P_{\epsilon 8} \cos \varphi_{\epsilon 8}}{P_{\epsilon 8-7} + P_{\epsilon 8}}$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 32-8} = \frac{25,7 \cdot 0,92 + 4 \cdot 0,9}{25,7 + 4} = 0,92;$$

$$S_{\delta 32-8} = \frac{P_{\delta 32-8}}{\cos \varphi_{\delta 32-8}} \text{ кВА};$$

$$S_{\delta 32-8} = \frac{13,1}{0,87} = 15,06 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 32-8} = \frac{P_{\epsilon 32-8}}{\cos \varphi_{\epsilon 32-8}} \text{ кВА}.$$

$$S_{\epsilon 32-8} = \frac{28,1}{0,92} = 30,54 \text{ кВА}.$$

### Участок 33-32.

$$P_{\delta 33-32} = P_{\delta 32-8} + \Delta P_{\delta 32} \text{ кВт};$$

$$P_{\delta 33-32} = 13,1 + 1,4 = 14,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 33-32} = P_{\epsilon 32-8} + \Delta P_{\epsilon 32} \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 33-32} = 28,1 + 4,7 = 32,8 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\delta 33-32} = \frac{P_{\delta 32-8} \cos \varphi_{\delta 32-8} + P_{\delta 32} \cos \varphi_{\delta 32}}{P_{\delta 32-8} + P_{\delta 32}};$$

$$\cos \varphi_{\delta 33-32} = \frac{13,1 \cdot 0,87 + 2,37 \cdot 0,9}{13,1 + 2,37} = 0,87;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 33-32} = \frac{P_{\epsilon 32-8} \cos \varphi_{\epsilon 32-8} + P_{\epsilon 32} \cos \varphi_{\epsilon 32}}{P_{\epsilon 32-8} + P_{\epsilon 32}};$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 33-32} = \frac{28,1 \cdot 0,92 + 7,89 \cdot 0,93}{28,1 + 7,89} = 0,92;$$

$$S_{\delta 33-32} = \frac{P_{\delta 33-32}}{\cos \varphi_{\delta 33-32}} \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 33-32} = \frac{14,5}{0,87} = 16,7 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 33-32} = \frac{P_{\epsilon 33-32}}{\cos \varphi_{\epsilon 33-32}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\epsilon 33-32} = \frac{32,8}{0,92} = 35,6 \text{ кВА.}$$

### Участок 34-33.

$$P_{\partial 34-33} = P_{\partial 33-32} + \Delta P_{\partial 33} \text{ кВт};$$

$$P_{\partial 34-33} = 14,5 + 1,7 = 16,2 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 34-33} = P_{\epsilon 33-32} + \Delta P_{\epsilon 33} \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 34-33} = 32,8 + 5,6 = 38,4 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\partial 34-33} = \frac{P_{\partial 33-32} \cos \varphi_{\partial 33-32} + P_{\partial 33} \cos \varphi_{\partial 33}}{P_{\partial 33-32} + P_{\partial 33}};$$

$$\cos \varphi_{\partial 34-33} = \frac{14,5 \cdot 0,87 + 2,82 \cdot 0,9}{14,5 + 2,82} = 0,87;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 34-33} = \frac{P_{\epsilon 33-32} \cos \varphi_{\epsilon 33-32} + P_{\epsilon 33} \cos \varphi_{\epsilon 33}}{P_{\epsilon 33-32} + P_{\epsilon 33}};$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 34-33} = \frac{32,8 \cdot 0,92 + 9,4 \cdot 0,93}{32,8 + 9,4} = 0,92;$$

$$S_{\partial 34-33} = \frac{P_{\partial 34-33}}{\cos \varphi_{\partial 34-33}} \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 34-33} = \frac{16,2}{0,87} = 18,6 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 34-33} = \frac{P_{\epsilon 34-33}}{\cos \varphi_{\epsilon 34-33}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\epsilon 34-33} = \frac{38,4}{0,92} = 41,7 \text{ кВА.}$$

### Участок 34-35.

$$P_{\partial 34-35} = P_{\partial 35} = 1,94 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 34-35} = P_{\epsilon 35} = 6,47 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\partial 34-35} = \cos \varphi_{\partial 35} = 0,9;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 34-35} = \cos \varphi_{\epsilon 35} = 0,93;$$

$$S_{\partial 34-35} = \frac{P_{\partial 34-35}}{\cos \varphi_{\partial 34-35}} \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 34-35} = \frac{1,94}{0,9} = 2,15 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 34-35} = \frac{P_{\epsilon 34-35}}{\cos \varphi_{\epsilon 34-35}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\epsilon 34-35} = \frac{6,47}{0,93} = 7 \text{ кВА.}$$

### Участок 36-34.

$$P_{\partial 36-34} = P_{\partial 34-33} + \Delta P_{\partial 35} \text{ кВт};$$

$$P_{\partial 36-34} = 16,2 + 1,2 = 17,4 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 36-34} = P_{\epsilon 34-33} + \Delta P_{\epsilon 35} \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon 36-34} = 38,4 + 3,9 = 42,3 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\partial 36-34} = \frac{P_{\partial 34-33} \cos \varphi_{\partial 34-33} + P_{\partial 35} \cos \varphi_{\partial 35}}{P_{\partial 34-33} + P_{\partial 35}};$$

$$\cos \varphi_{\partial 36-34} = \frac{16,2 \cdot 0,87 + 1,94 \cdot 0,9}{16,2 + 1,94} = 0,87;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 36-34} = \frac{P_{\epsilon 34-33} \cos \varphi_{\epsilon 34-33} + P_{\epsilon 35} \cos \varphi_{\epsilon 35}}{P_{\epsilon 34-33} + P_{\epsilon 35}};$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 36-34} = \frac{38,4 \cdot 0,92 + 6,47 \cdot 0,93}{38,4 + 6,47} = 0,92;$$

$$S_{\partial 36-34} = \frac{P_{\partial 36-34}}{\cos \varphi_{\partial 36-34}} \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 36-34} = \frac{17,4}{0,87} = 20 \text{ кВА};$$

$$S_{\epsilon 36-34} = \frac{P_{\epsilon 36-34}}{\cos \varphi_{\epsilon 36-34}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\epsilon 36-34} = \frac{42,3}{0,92} = 46 \text{ кВА.}$$

### Участок ТПЗ.

$$P_{\partial ТПЗ-36} = P_{\partial 36-34} + \Delta P_{\partial 36} \text{ кВт};$$

$$P_{\partial ТПЗ-36} = 17,4 + 1,6 = 19 \text{ кВт};$$

$$P_{\epsilon ТПЗ-36} = P_{\epsilon 36-34} + \Delta P_{\epsilon 36};$$

$$P_{\text{ТП-36}} = 42,3 + 5,4 = 47,7 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\text{ТП-36}} = \frac{P_{\text{д36-34}} \cos \varphi_{\text{д36-34}} + P_{\text{д36}} \cos \varphi_{\text{д36}}}{P_{\text{д36-34}} + P_{\text{д36}}}$$

$$\cos \varphi_{\text{ТП-36}} = \frac{17,4 \cdot 0,87 + 2,68 \cdot 0,9}{17,4 + 2,68} = 0,87;$$

$$\cos \varphi_{\text{ТП-36}} = \frac{P_{\text{в36-34}} \cos \varphi_{\text{в36-34}} + P_{\text{в36}} \cos \varphi_{\text{в36}}}{P_{\text{в36-34}} + P_{\text{в36}}};$$

$$\cos \varphi_{\text{ТП-36}} = \frac{42,3 \cdot 0,92 + 8,93 \cdot 0,93}{42,3 + 8,93} = 0,92;$$

$$S_{\text{дТП-36}} = \frac{P_{\text{дТП-36}}}{\cos \varphi_{\text{дТП-36}}} \text{ кВА};$$

$$S_{\text{дТП-36}} = \frac{19}{0,87} = 21,8 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{вТП-36}} = \frac{P_{\text{вТП-36}}}{\cos \varphi_{\text{вТП-36}}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{вТП-36}} = \frac{47,7}{0,92} = 51,8 \text{ кВА.}$$

Аналогично рассчитываем остальные фидеры трансформаторной подстанции. Результаты расчетов сводим в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетная нагрузка на участках линии 380/220 В.

Номера расчетных участков	Расчетная нагрузка				Коэффициент мощности на участке		Надбавка, кВт		Коэффициент одновременности	Наружное освещение
	активная, кВт		полная, кВА							
	$P_{\text{д}}$	$P_{\text{в}}$	$S_{\text{д}}$	$S_{\text{в}}$	$\cos \varphi_{\text{д}}$	$\cos \varphi_{\text{в}}$	$\Delta P_{\text{д}}$	$\Delta P_{\text{в}}$		
4-9	3,33	11,09	3,70	11,92	0,90	0,93	-	-	-	0,4
2-4	5,7	15,29	6,53	16,65	0,87	0,92	1,7	4,2	-	0,15
10-2	13,35	15,89	16,15	17,38	0,83	0,91	3,35	0,6	-	0,25
11-10	14,75	20,59	17,61	22,39	0,84	0,92	1,4	4,7	-	0,325
12-11	16,15	25,29	19,09	27,42	0,85	0,92	1,4	4,7	-	0,275
12-13	3,33	11,09	3,70	11,92	0,90	0,93	-	-	-	0,5
14-12	18,1	32,09	21,16	34,70	0,86	0,92	1,95	6,8	-	0,3
18-19	3,33	11,09	3,70	11,92	0,90	0,93	-	-	-	0,75
17-18	5,00	16,64	5,55	17,89	0,90	0,93	-	-	0,75	0,5
15-17	6,24	20,79	6,94	22,36	0,90	0,93	-	-	0,75	0,35
15-16	3,33	11,09	3,70	11,92	0,90	0,93	-	-	-	0,5
14-15	7,18	23,91	7,98	25,71	0,90	0,93	-	-	0,75	0,325
ТП1	24,15	52,59	27,72	56,71	0,87	0,93	6,05	20,5	-	0,35
23-5	6,4	9,4	7,53	10,44	0,85	0,9	2,4	2,4	-	0,25



Продолжение таблицы 5

6-23	7,75	14,10	8,97	15,43	0,86	0,91	1,35	4,7	-	0,3
21-20	2,82	9,4	3,13	10,11	0,90	0,93	-	-	-	0,6
22-21	4,13	13,75	4,58	14,78	0,90	0,93	-	-	0,75	0,45
6-22	4,87	16,23	5,41	17,45	0,90	0,93	-	-	0,75	0,3
24-6	27,55	30,83	32,01	33,62	0,86	0,92	7,55	14,6	-	0,3
25-24	28,65	34,73	33,19	37,78	0,86	0,92	1,1	3,9	-	0,2
26-3	3,00	1,00	4,00	1,25	0,75	0,80	-	-	-	0,2
25-26	4,20	7,07	5,19	7,75	0,81	0,91	1,2	0,6	-	0,3
27-25	31,15	38,93	36,38	42,40	0,86	0,92	2,5	4,2	-	0,25
ТП2	32,80	44,33	38,15	48,17	0,86	0,92	1,65	5,4	-	0,325
29-28	2,68	8,93	2,98	9,60	0,90	0,93	-	-	-	0,38
30-29	3,79	12,60	4,21	13,55	0,90	0,93	-	-	0,75	0,5
7-30	5,00	16,50	5,56	17,74	0,90	0,93	-	-	0,75	0,38
7-31	2,82	9,40	3,13	10,11	0,9	0,93	-	-	-	0,35
8-7	10,70	25,70	12,16	27,93	0,88	0,92	4,70	9,20	-	0,15
32-8	13,10	28,10	15,06	30,54	0,87	0,92	2,40	2,40	-	0,275
33-32	14,50	32,80	16,67	35,72	0,87	0,92	1,40	4,70	-	0,45
34-33	16,20	38,40	18,62	41,74	0,87	0,92	1,70	5,60	-	0,3
34-35	1,94	6,47	2,16	6,96	0,90	0,93	-	-	-	0,35
36-34	17,40	42,30	20,00	45,98	0,87	0,92	1,20	3,90	-	0,275
ТП3	19,00	47,70	21,84	51,75	0,87	0,92	1,60	5,40	-	0,35

Расчетную нагрузку уличного освещения на участках линии напряжением 380/220 В определяем по формуле (35).

Результаты расчетов занесем в таблицу 7.

Уточним суммарную нагрузку на шинах ТП. Она получается путем суммирования расчетных нагрузок отходящих от ТП линий.

$$P_{дТП} = P_{дТП-27} + \Delta P_{дТП-14} + \Delta P_{дТП-36} \text{ кВт};$$

$$P_{дТП} = 32,8 + 15,1 + 11,8 = 59,7 \text{ кВт};$$

$$P_{втТП} = P_{втТП-14} + \Delta P_{втТП-27} + \Delta P_{втТП-36} \text{ кВт.}$$

$$P_{втТП} = 52,59 + 29,7 + 32,3 = 114,6 \text{ кВт.}$$

Так как расчетная нагрузка в вечерний максимум выше, то расчет мощности ТП ведем по вечернему максимуму.

Активная нагрузка ТП с учетом уличного освещения:

$$P_{ТП} = P_{втТП} + P_{р ул} \text{ кВт.}$$

$$P_{ТП} = 114,6 + 13,8 = 128,4 \text{ кВт.}$$

Определим значение коэффициента мощности ТП:

$$\cos\varphi_{\text{ТП}} = \frac{P_{\text{вТП-14}}\cos\varphi_{\text{вТП-14}} + P_{\text{вТП-27}}\cos\varphi_{\text{вТП-27}} + P_{\text{вТП-36}}\cos\varphi_{\text{вТП-36}}}{P_{\text{вТП-14}} + P_{\text{вТП-27}} + P_{\text{вТП-36}}}$$

$$\cos\varphi_{\text{ТП}} = \frac{52,59 \cdot 0,93 + 44,33 \cdot 0,92 + 47,7 \cdot 0,92}{52,59 + 44,33 + 47,7} = 0,92.$$

Определяем полную расчетную мощность ТП:

$$S_{\text{ТП}} = \frac{P_{\text{ТП}}}{\cos\varphi_{\text{ТП}}} \text{ кВА.}$$

$$S_{\text{ТП}} = \frac{128,4}{0,92} = 140 \text{ кВА.}$$

Производим выбор сечения проводов линии 0,38 кВ по экономическим интервалам нагрузок.

Определяем эквивалентную мощность на участках:

$$S_{\text{экв}} = S_{p \text{ max}} \cdot k_{\text{д}}, \quad (13)$$

где  $S_{p \text{ max}}$  – наибольшая расчетная полная мощность на участке, кВА;

$k_{\text{д}}$  – коэффициент динамики роста нагрузок. Для вновь сооруженных сетей, когда проектная нагрузка достигается на 5-7 год,  $k_{\text{д}} = 0,7$ .

Произведем расчет для первого фидера.

$$S_{\text{экв4-9}} = S_{4-9} \cdot k_{\text{д}} \text{ кВА;}$$

$$S_{\text{экв4-9}} = 11,92 \cdot 0,7 = 8,34 \text{ кВА;}$$

Аналогично рассчитываем остальные участки и остальные фидеры, и результаты расчетов сводим в таблицу 6.

По таблице экономических интервалов нагрузок при толщине стенки гололеда  $b = 5$  мм (второй район климатических условий) по значениям эквивалентной мощности находим предварительное число и марку проводов для всех участков линии.

Например, для участка 4-9  $S_{\text{экв4-9}} = 8,34$  кВА, следовательно, принимаем предварительно провод 3хА-25+А-25. Аналогично выбираем провода для остальных участков линии, и результаты выбора сводим в таблицу 6.

Пользуясь номограммой определяем потери напряжения на участках по формуле:

$$\Delta U_{\text{уч, \%}} = \Delta U_{\text{уд}} \cdot S_{\text{уч}} \cdot l_{\text{уч}} \cdot 10^{-3}, \% \quad (14)$$

где  $\Delta U_{\text{уд}}$  – удельное значение потерь, %/(кВ·А·км);

$S_{\text{уч}}$  – полная мощность на участке, кВА;

$l_{\text{уч}}$  – длина участка, м.

$$\Delta U_{4-9} = 0,81 \cdot 11,92 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 0,77 \%;$$

Аналогично определяем потери напряжения на остальных участках, и результаты сводим в таблицу 6.

Потери напряжения от начала линии равны сумме потерь на последовательно соединенных участках. Полученные значения сравнивают с допустимой потерей напряжения.  $\Delta U_{\text{доп}} = 6,5 \%$ .

В конце линии Л1 (участок 0-16):

$$\Delta U_{0-16} = \Delta U_{0-14} + \Delta U_{14-15} + \Delta U_{15-16} \%;$$

$$\Delta U_{0-16} = 1,75 + 1,35 + 0,97 = 4,07 \%;$$

$$4,07 \% < 6,5 \%$$

В конце линии Л1 (участок 0-19):

$$\Delta U_{0-19} = \Delta U_{0-14} + \Delta U_{14-15} + \Delta U_{15-17} + \Delta U_{17-18} + \Delta U_{18-19} \%;$$

$$\Delta U_{0-19} = 1,75 + 1,35 + 1,27 + 1,45 + 1,45 = 7,27 \%;$$

$$7,27 \% > 6,5 \%$$

В конце линии Л1 (участок 0-13):

$$\Delta U_{0-13} = \Delta U_{0-14} + \Delta U_{14-12} + \Delta U_{12-13} \%;$$

$$\Delta U_{0-13} = 1,75 + 1,69 + 0,97 = 4,4 \%;$$

$$4,4 \% < 6,5 \%$$

В конце линии Л1 (участок 0-9):

$$\Delta U_{0-9} = \Delta U_{0-14} + \Delta U_{14-12} + \Delta U_{12-11} + \Delta U_{11-10} + \Delta U_{10-2} + \Delta U_{2-4} + \Delta U_{4-9}$$

$$\Delta U_{0-9} = 1,75 + 1,69 + 1,22 + 1,18 + 0,7 + 0,4 + 0,77 = 7,71 \%;$$

$$7,71 \% > 6,5 \%$$

В конце линии Л2 (участок 0-3):

$$\Delta U_{0-3} = \Delta U_{0-27} + \Delta U_{27-25} + \Delta U_{25-26} + \Delta U_{26-3} \text{ \%};$$

$$\Delta U_{0-3} = 1,38 + 1,72 + 0,38 + 0,04 = 3,51 \text{ \%};$$

$$3,51 \text{ \%} < 6,5 \text{ \%}.$$

В конце линии Л2 (участок 0-20):

$$\Delta U_{0-20} = \Delta U_{0-27} + \Delta U_{27-25} + \Delta U_{25-24} + \Delta U_{24-6} + \Delta U_{6-22} + \Delta U_{22-21} + \Delta U_{21-20}$$

$$\Delta U_{0-20} = 1,38 + 1,72 + 0,66 + 1,63 + 0,85 + 1,08 + 0,98 = 8,3 \text{ \%};$$

$$8,3 \text{ \%} > 6,5 \text{ \%}.$$

В конце линии Л2 (участок 0-5):

$$\Delta U_{0-5} = \Delta U_{0-27} + \Delta U_{27-25} + \Delta U_{25-24} + \Delta U_{24-6} + \Delta U_{6-23} + \Delta U_{23-5} \text{ \%};$$

$$\Delta U_{0-5} = 1,38 + 1,72 + 0,66 + 1,63 + 0,75 + 0,3 = 6,45 \text{ \%};$$

$$6,45 \text{ \%} < 6,5 \text{ \%}.$$

В конце линии Л3 (участок 0-35):

$$\Delta U_{0-35} = \Delta U_{0-36} + \Delta U_{36-34} + \Delta U_{34-35} \text{ \%};$$

$$\Delta U_{0-35} = 0,67 + 0,48 + 0,12 = 1,28 \text{ \%};$$

$$1,28 \text{ \%} < 6,5 \text{ \%}.$$

В конце линии Л3 (участок 0-31):

$$\Delta U_{0-31} = \Delta U_{0-36} + \Delta U_{36-34} + \Delta U_{34-33} + \Delta U_{33-32} + \Delta U_{32-8} + \Delta U_{8-7} + \Delta U_{7-31}$$

$$U_{0-31} = 0,67 + 0,48 + 0,49 + 1,22 + 0,67 + 0,3 + 0,18 = 4,01 \text{ \%};$$

$$4,01 \text{ \%} < 6,5 \text{ \%}.$$

В конце линии Л3 (участок 0-28):

$$\Delta U_{0-28} = \Delta U_{0-36} + \Delta U_{36-34} + \Delta U_{34-33} + \Delta U_{33-32} + \Delta U_{32-8} + \Delta U_{8-7} + \Delta U_{7-30} + \Delta U_{30-29} + \Delta U_{29-28}$$

$$\Delta U_{0-28} = 0,67 + 0,48 + 0,49 + 1,22 + 0,67 + 0,3 + 0,34 + 0,34 + 0,59 = 5,1 \text{ \%};$$

$$5,1 \text{ \%} < 6,5 \text{ \%}.$$

Таблица 6 – Потери энергии в ВЛ 0,38 кВ

Участок	Длина участка, м	Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимума, ч	Время максимальных потерь, ч	Полная мощность, кВА	Марка провода	Активное сопротивление проводов, Ом/км	Потеря энергии на участке, кВт·ч
4-9	80	11,09	1700	800	11,92	4xA35+A25	0,92	57,98
2-4	30	15,29	1700	800	16,65	4xA35+A25	0,92	42,38
10-2	50	15,89	1700	800	17,38	4xA35+A25	0,92	76,99
11-10	65	20,59	2200	1150	22,39	4xA35+A25	0,92	238,84
12-11	55	25,29	2200	1150	27,42	4xA35+A25	0,92	302,95
12-13	100	11,09	1700	800	11,92	4xA25+A25	1,28	100,84
14-12	60	32,09	2200	1150	34,70	4xA35+A25	0,92	529,44
18-19	150	11,09	1700	800	11,92	4xA35+A25	0,92	108,72

Продолжение таблицы 6

17-18	100	16,64	1700	800	17,89	4xA35+A25	0,92	163,08
15-17	70	20,79	2200	1150	22,36	4xA35+A25	0,92	256,40
15-16	100	11,09	1700	800	11,92	4xA25+A25	1,28	100,84
14-15	65	23,91	2200	1150	25,71	4xA35+A25	0,92	314,87
<b>ТП1</b>	<b>70</b>	<b>52,59</b>	<b>2500</b>	<b>1430</b>	<b>56,71</b>	<b>4xA50+A25</b>	<b>0,64</b>	<b>1426,67</b>
23-5	50	9,4	1300	600	10,44	4xA35+A25	0,92	20,85
6-23	60	14,10	1700	800	15,43	4xA35+A25	0,92	72,83
21-20	120	9,4	1300	600	10,11	4xA50+A25	0,64	32,60
22-21	90	13,75	1700	800	14,78	4xA50+A25	0,64	69,73
6-22	60	16,23	1700	800	17,45	4xA50+A25	0,64	64,78
24-6	60	30,83	2200	1150	33,62	4xA50+A25	0,64	345,74
25-24	40	34,73	2200	1150	37,78	4xA50+A25	0,64	291,05
26-3	40	1,00	1300	600	1,25	4xA35+A25	0,92	2,45
25-26	60	7,07	1300	600	7,75	4xA35+A25	0,92	13,77
27-25	50	38,93	2200	1150	42,40	4xA50+A25	0,64	458,24
<b>ТП2</b>	<b>65</b>	<b>44,33</b>	<b>2200</b>	<b>1150</b>	<b>48,17</b>	<b>4xA50+A25</b>	<b>0,64</b>	<b>482,17</b>
29-28	76	8,93	1300	600	9,60	4xA35+A25	0,92	26,79
30-29	100	12,60	1700	800	13,55	4xA35+A25	0,92	93,56
7-30	76	16,50	1700	800	17,74	4xA35+A25	0,92	121,93
7-31	70	9,40	1300	600	10,11	4xA25+A25	1,28	38,03
8-7	30	25,70	2200	1150	27,93	4xA35+A25	0,92	171,53
32-8	55	28,10	2200	1150	30,54	4xA35+A25	0,92	375,94
33-32	90	32,80	2200	1150	35,72	4xA35+A25	0,92	841,28
34-33	60	38,40	2200	1150	41,74	4xA50+A25	0,64	106,04
34-35	70	6,47	1300	600	6,96	4xA35+A25	0,92	1,24
36-34	55	42,30	2200	1150	45,98	4xA50+A25	0,64	592,62
<b>ТП3</b>	<b>70</b>	<b>47,70</b>	<b>2200</b>	<b>1150</b>	<b>51,75</b>	<b>4xA50+A25</b>	<b>0,64</b>	<b>170,17</b>
							Всего:	<b>8113,33</b>

Так же на всех участках линий, на которых по нагрузке и потере напряжения проходят провода марки А-16, принимаем провода марки А-25, так как А-16 не рекомендуется применять по механической прочности.

Результаты выбора сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Выбор проводов по участкам ВЛ 380/220 В

Участок	Мощность			Длина участка, м	Предварительный расчет			Окончательный расчет		
	активная, кВт	полная, кВА	эквивалентная, кВА		Марка провода	Потери напряжения		Марка провода	Потери напряжения	
						на участке, %	от начала линии, %		на участке, %	от начала линии, %
4-9	11,09	11,92	8,35	80	3xA25+A25	0,77	7,71	4xA35+A25	0,57	6,17
2-4	15,29	16,65	11,65	30	3xA25+A25	0,40	6,94	4xA35+A25	0,30	5,60
10-2	15,89	17,38	12,17	50	3xA25+A25	0,70	6,54	4xA35+A25	0,52	5,30
11-10	20,59	22,39	15,68	65	3xA25+A25	1,18	5,83	4xA35+A25	0,87	4,77
12-11	25,29	27,42	19,19	55	3xA25+A25	1,22	4,65	4xA35+A25	0,90	3,90
12-13	11,09	11,92	8,35	100	3xA25+A25	0,97	4,40	4xA25+A25	0,97	3,96
14-12	32,09	34,70	24,29	60	3xA25+A25	1,69	3,43	4xA35+A25	1,25	3,00
18-19	11,09	11,92	8,35	150	3xA25+A25	1,45	7,27	4xA35+A25	1,07	5,83
17-18	16,64	17,89	12,52	100	3xA25+A25	1,45	5,82	4xA35+A25	1,07	4,76
15-17	20,79	22,36	15,65	70	3xA25+A25	1,27	4,37	4xA35+A25	0,94	3,69
15-16	11,09	11,92	8,35	100	3xA25+A25	0,97	4,07	4xA25+A25	0,97	3,72
14-15	23,91	25,71	18,00	65	3xA25+A25	1,35	3,10	4xA35+A25	1,00	2,75
<b>ТП1</b>	<b>52,59</b>	<b>56,71</b>	<b>39,70</b>	<b>70</b>	<b>3xA50+A50</b>	<b>1,75</b>	<b>1,75</b>	<b>4xA50+A25</b>	<b>1,75</b>	<b>1,75</b>
23-5	9,4	10,44	7,31	50	3xA25+A25	0,30	6,45	4xA35+A25	0,23	5,43
6-23	14,10	15,43	10,80	60	3xA25+A25	0,75	6,14	4xA35+A25	0,56	5,20
21-20	9,4	10,11	7,08	120	3xA25+A25	0,98	8,30	4xA50+A25	0,53	6,23

22-21	13,75	14,78	10,35	90	3xA25+A25	1,08	7,32	4xA50+A25	0,59	5,69
6-22	16,23	17,45	12,21	60	3xA25+A25	0,85	6,24	4xA50+A25	0,46	5,11
24-6	30,83	33,62	23,54	60	3xA25+A25	1,63	5,39	4xA50+A25	0,89	4,65
25-24	34,73	37,78	26,45	40	3xA50+A50	0,66	3,76	4xA50+A25	0,66	3,76
26-3	1,00	1,25	0,88	40	3xA25+A25	0,04	<b>3,51</b>	4xA35+A25	0,03	<b>3,40</b>
25-26	7,07	7,75	5,42	60	3xA25+A25	0,38	3,47	4xA35+A25	0,28	3,37
27-25	38,93	42,40	29,68	50	3xA50+A50	1,72	3,09	4xA50+A25	1,72	3,09
<b>ТП2</b>	<b>44,33</b>	<b>48,17</b>	<b>33,72</b>	<b>65</b>	<b>3xA50+A50</b>	<b>1,38</b>	<b>1,38</b>	<b>4xA50+A25</b>	<b>1,38</b>	<b>1,38</b>
29-28	8,93	9,60	6,72	76	3xA25+A25	0,59	<b>5,10</b>	4xA35+A25	0,44	<b>4,21</b>
30-29	12,60	13,55	9,48	100	3xA25+A25	0,34	4,51	4xA35+A25	0,25	3,77
7-30	16,50	17,74	12,42	76	3xA25+A25	0,34	4,17	4xA35+A25	0,25	3,52
7-31	9,40	10,11	7,08	70	3xA25+A25	0,18	<b>4,01</b>	4xA25+A25	0,18	<b>3,44</b>
8-7	25,70	27,93	19,55	30	3xA25+A25	0,30	3,83	4xA35+A25	0,22	3,26
32-8	28,10	30,54	21,38	55	3xA25+A25	0,67	3,53	4xA35+A25	0,50	3,05
33-32	32,80	35,72	25,00	90	3xA25+A25	1,22	2,86	4xA35+A25	0,90	2,55
34-33	38,40	41,74	29,22	60	3xA50+A50	0,49	1,65	4xA50+A25	0,49	1,65
34-35	6,47	6,96	4,87	70	3xA25+A25	0,12	<b>1,28</b>	4xA35+A25	0,09	<b>1,25</b>
36-34	42,30	45,98	32,18	55	3xA50+A50	0,48	1,16	4xA50+A25	0,48	1,16
<b>ТП3</b>	<b>47,70</b>	<b>51,75</b>	<b>36,22</b>	<b>70</b>	<b>3xA50+A50</b>	<b>0,67</b>	<b>0,67</b>	<b>4xA50+A25</b>	<b>0,67</b>	<b>0,67</b>

## 1.7 Электрический расчет сети 10 кВ

Пользуясь расчетной схемой высоковольтной сети, определяем максимальные нагрузки.

Расчетные нагрузки для линий 10 кВ определяем путем суммирования нагрузок подстанций 10/0,4 кВ. Если нагрузки подстанций отличаются по величине не более чем в 4 раза, суммирование проводим с учетом коэффициента одновременности (таблица 1.23[1]).

### Участок 8-5.

$$P_{\partial 8-5} = P_{\partial 5} = 50 \text{ кВт};$$

$$P_{\partial 8-5} = P_{\partial 5} = 80 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_{\partial 8-5} = \cos \varphi_{\partial 5} = 0,825;$$

$$\cos \varphi_{\partial 8-5} = \cos \varphi_{\partial 5} = 0,86;$$

$$S_{\partial 8-5} = \frac{P_{\partial 8-5}}{\cos \varphi_{\partial 8-5}} \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 8-5} = \frac{50}{0,825} = 60,6 \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 3-2} = \frac{P_{\partial 2}}{\cos \varphi_{\partial 2}} \text{ кВА};$$

$$S_{\partial 3-2} = \frac{80}{0,86} = 93 \text{ кВА};$$

### Участок 4-8.

$$P_{\partial 4-8} = P_{\partial 8-5} + \Delta P_{\partial 8} \kappa B m;$$

$$P_{\partial 4-8} = 50 + 20,4 = 70,4 \kappa B m;$$

$$P_{\epsilon 4-8} = P_{\epsilon 8-5} + \Delta P_{\epsilon 8} \kappa B m;$$

$$P_{\epsilon 4-8} = 80 + 44 = 124 \kappa B m;$$

$$\cos \varphi_{\partial 4-8} = \frac{P_{\partial 8-5} \cdot \cos \varphi_{\partial 8-5} + P_{\partial 8} \cdot \cos \varphi_{\partial 8}}{P_{\partial 8-5} + P_{\partial 8}};$$

$$\cos \varphi_{\partial 4-8} = \frac{50 \cdot 0,825 + 30 \cdot 0,758}{50 + 30} = 0,8;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 4-8} = \frac{P_{\epsilon 8-5} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 8-5} + P_{\epsilon 8} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 8}}{P_{\epsilon 8-5} + P_{\epsilon 8}};$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 4-8} = \frac{80 \cdot 0,86 + 60 \cdot 0,8}{80 + 60} = 0,834;$$

$$S_{\partial 4-8} = \frac{P_{\partial 4-8}}{\cos \varphi_{\partial 4-8}} \kappa B A;$$

$$S_{\partial 4-8} = \frac{70,4}{0,8} = 88 \kappa B A;$$

$$S_{\epsilon 4-8} = \frac{P_{\epsilon 4-8}}{\cos \varphi_{\epsilon 4-8}} \kappa B A;$$

$$S_{\epsilon 4-8} = \frac{124}{0,834} = 148,7 \kappa B A;$$

### Участок 3-4.

$$P_{\partial 3-4} = P_{\partial 4} + \Delta P_{\partial 4-8} \kappa B m;$$

$$P_{\partial 3-4} = 200 + 52 = 252 \kappa B m;$$

$$P_{\epsilon 3-4} = P_{\epsilon 4-8} + \Delta P_{\epsilon 4} \kappa B m;$$

$$P_{\epsilon 3-4} = 124 + 55,8 = 179,8 \kappa B m;$$

$$\cos \varphi_{\partial 3-4} = \frac{P_{\partial 4-8} \cdot \cos \varphi_{\partial 4-8} + P_{\partial 4} \cdot \cos \varphi_{\partial 4}}{P_{\partial 4-8} + P_{\partial 4}};$$

$$\cos \varphi_{\partial 3-4} = \frac{70,4 \cdot 0,8 + 200 \cdot 0,81}{70,4 + 200} = 0,8;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 3-4} = \frac{P_{\epsilon 4-8} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 4-8} + P_{\epsilon 4} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 4}}{P_{\epsilon 4-8} + P_{\epsilon 4}};$$

$$\cos \varphi_{\delta 3-4} = \frac{124 \cdot 0,834 + 75 \cdot 0,845}{124 + 75} = 0,838;$$

$$S_{\delta 3-4} = \frac{P_{\delta 3-4}}{\cos \varphi_{\delta 3-4}} \kappa BA;$$

$$S_{\delta 3-4} = \frac{252}{0,8} = 315 \kappa BA;$$

$$S_{\epsilon 3-4} = \frac{P_{\epsilon 3-4}}{\cos \varphi_{\epsilon 3-4}} \kappa BA;$$

$$S_{\epsilon 3-4} = \frac{179,8}{0,838} = 214,5 \kappa BA;$$

### Участок 3-6.

$$P_{\delta 3-6} = P_{\delta 6} = 160 \kappa Bm;$$

$$P_{\epsilon 3-6} = P_{\epsilon 6} = 100 \kappa Bm;$$

$$\cos \varphi_{\delta 3-6} = \cos \varphi_{\delta 6} = 0,846;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 3-6} = \cos \varphi_{\epsilon 6} = 0,875;$$

$$S_{\delta 3-6} = \frac{P_{\delta 3-6}}{\cos \varphi_{\delta 3-6}} \kappa BA;$$

$$S_{\delta 3-6} = \frac{160}{0,846} = 190 \kappa BA;$$

$$S_{\epsilon 3-6} = \frac{P_{\epsilon 6}}{\cos \varphi_{\epsilon 6}} \kappa BA;$$

$$S_{\epsilon 3-6} = \frac{100}{0,875} = 114,3 \kappa BA;$$

### Участок 2-3.

$$P_{\delta 2-3} = P_{\delta 3-4} + \Delta P_{\delta 3-6} + \Delta P_{\delta 3} \kappa Bm;$$

$$P_{\delta 2-3} = 252 + 123 + 74,5 = 450 \kappa Bm;$$

$$P_{\epsilon 2-3} = P_{\epsilon 3-4} + \Delta P_{\epsilon 3-6} + \Delta P_{\epsilon 3} \kappa Bm;$$

$$P_{\epsilon 2-3} = 179,8 + 74,5 + 123 = 377,3 \kappa Bm;$$

$$\cos \varphi_{\delta 2-3} = \frac{P_{\delta 3-4} \cdot \cos \varphi_{\delta 3-4} + P_{\delta 3-6} \cdot \cos \varphi_{\delta 3-6} + P_{\delta 3} \cdot \cos \varphi_{\delta 3}}{P_{\delta 3-4} + P_{\delta 3-6} + P_{\delta 3}};$$



$$\cos \varphi_{\partial 2-3} = \frac{252 \cdot 0,8 + 160 \cdot 0,846 + 100 \cdot 0,846}{252 + 160 + 100} = 0,823;$$

$$\cos \varphi_{\partial 2-3} = \frac{P_{\partial 3-4} \cdot \cos \varphi_{\partial 3-4} + P_{\partial 3-6} \cdot \cos \varphi_{\partial 3-6} + P_{\partial 3} \cdot \cos \varphi_{\partial 3}}{P_{\partial 3-4} + P_{\partial 3-6} + P_{\partial 3}};$$

$$\cos \varphi_{\partial 2-3} = \frac{179,8 \cdot 0,838 + 100 \cdot 0,875 + 160 \cdot 0,875}{179,8 + 100 + 160} = 0,86;$$

$$S_{\partial 2-3} = \frac{P_{\partial 2-3}}{\cos \varphi_{\partial 2-3}} \kappa BA;$$

$$S_{\partial 2-3} = \frac{450}{0,823} = 546,78 \kappa BA;$$

$$S_{\partial 2-3} = \frac{P_{\partial 2-3}}{\cos \varphi_{\partial 2-3}} \kappa BA;$$

$$S_{\partial 2-3} = \frac{377,3}{0,86} = 438,72 \kappa BA;$$

#### Участок 2-7.

$$P_{\partial 2-7} = P_{\partial 7} = 18 \kappa Bm;$$

$$P_{\partial 2-7} = P_{\partial 7} = 240 \kappa Bm;$$

$$\cos \varphi_{\partial 2-7} = \cos \varphi_{\partial 7} = 0,81;$$

$$\cos \varphi_{\partial 2-7} = \cos \varphi_{\partial 7} = 0,845;$$

$$S_{\partial 2-7} = \frac{P_{\partial 2-7}}{\cos \varphi_{\partial 2-7}} \kappa BA;$$

$$S_{\partial 2-7} = \frac{18}{0,81} = 22,2 \kappa BA;$$

$$S_{\partial 2-7} = \frac{P_{\partial 2-7}}{\cos \varphi_{\partial 2-7}} \kappa BA;$$

$$S_{\partial 2-7} = \frac{240}{0,845} = 284 \kappa BA;$$

#### Участок 1-2.

$$P_{\partial 1-2} = P_{\partial 2-3} + \Delta P_{\partial 2-7} + \Delta P_{\partial 2} \kappa Bm;$$

$$P_{\partial 1-2} = 450 + 11,6 + 44 = 505,6 \kappa Bm;$$

$$P_{\partial 1-2} = P_{\partial 2-3} + \Delta P_{\partial 2-7} + \Delta P_{\partial 2} \kappa Bm;$$

$$P_{\epsilon 1-2} = 377,3 + 186 + 28,4 = 591,7 \text{кВм};$$

$$\cos \varphi_{\delta 1-2} = \frac{P_{\delta 2-3} \cdot \cos \varphi_{\delta 2-3} + P_{\delta 2-7} \cdot \cos \varphi_{\delta 2-7} + P_{\delta 2} \cdot \cos \varphi_{\delta 2}}{P_{\delta 2-3} + P_{\delta 2-7} + P_{\delta 2}};$$

$$\cos \varphi_{\delta 1-2} = \frac{450 \cdot 0,823 + 18 \cdot 0,81 + 60 \cdot 0,825}{450 + 18 + 60} = 0,822;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 1-2} = \frac{P_{\epsilon 2-3} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 2-3} + P_{\epsilon 2-7} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 2-7} + P_{\epsilon 2} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 2}}{P_{\epsilon 2-3} + P_{\epsilon 2-7} + P_{\epsilon 2}};$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 1-2} = \frac{377,3 \cdot 0,86 + 240 \cdot 0,845 + 40 \cdot 0,86}{377,3 + 240 + 40} = 0,85;$$

$$S_{\delta 1-2} = \frac{P_{\delta 1-2}}{\cos \varphi_{\delta 1-2}} \text{кВА};$$

$$S_{\delta 1-2} = \frac{505,6}{0,822} = 615 \text{кВА};$$

$$S_{\epsilon 1-2} = \frac{P_{\epsilon 1-2}}{\cos \varphi_{\epsilon 1-2}} \text{кВА};$$

$$S_{\epsilon 1-2} = \frac{591,7}{0,85} = 696,12 \text{кВА};$$

#### Участок 9-10.

$$P_{\delta 9-10} = P_{\delta 10} = 60 \text{кВм};$$

$$P_{\epsilon 9-10} = P_{\epsilon 10} = 128 \text{кВм};$$

$$\cos \varphi_{\delta 9-10} = \cos \varphi_{\delta 10} = 0,87;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 9-10} = \cos \varphi_{\epsilon 10} = 0,92;$$

$$S_{\delta 9-10} = \frac{P_{\delta 9-10}}{\cos \varphi_{\delta 9-10}} \text{кВА};$$

$$S_{\delta 9-10} = \frac{60}{0,87} = 69 \text{кВА};$$

$$S_{\epsilon 9-10} = \frac{P_{\epsilon 9-10}}{\cos \varphi_{\epsilon 9-10}} \text{кВА};$$

$$S_{\epsilon 9-10} = \frac{128}{0,92} = 139,1 \text{кВА};$$

#### Участок 1-9.

$$P_{\delta 1-9} = P_{\delta 9} + \Delta P_{\delta 9-10} \text{кВм};$$

$$P_{\partial 1-9} = 160 + 44 = 204 \text{кВм};$$

$$P_{\epsilon 1-9} = P_{\epsilon 9} + \Delta P_{\epsilon 9-10} \text{кВм};$$

$$P_{\epsilon 1-9} = 200 + 96 = 296 \text{кВм};$$

$$\cos \varphi_{\partial 1-9} = \frac{P_{\partial 9-10} \cdot \cos \varphi_{\partial 9-10} + P_{\partial 9} \cdot \cos \varphi_{\partial 9}}{P_{\partial 9-10} + P_{\partial 9}};$$

$$\cos \varphi_{\partial 1-9} = \frac{60 \cdot 0,87 + 160 \cdot 0,78}{60 + 160} = 0,8;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 1-9} = \frac{P_{\epsilon 9-10} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 9-10} + P_{\epsilon 9} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 9}}{P_{\epsilon 9-10} + P_{\epsilon 9}};$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 1-9} = \frac{128 \cdot 0,92 + 200 \cdot 0,82}{128 + 200} = 0,86;$$

$$S_{\partial 1-9} = \frac{P_{\partial 1-9}}{\cos \varphi_{\partial 1-9}} \text{кВА};$$

$$S_{\partial 1-9} = \frac{204}{0,8} = 255 \text{кВА};$$

$$S_{\epsilon 1-9} = \frac{P_{\epsilon 1-9}}{\cos \varphi_{\epsilon 1-9}} \text{кВА};$$

$$S_{\epsilon 1-9} = \frac{296}{0,86} = 344,2 \text{кВА};$$

### Участок И-1.

$$P_{\partial И-1} = P_{\partial 1-2} + \Delta P_{\partial 1-9} + \Delta P_{\partial 1} \text{кВм};$$

$$P_{\partial И-1} = 505,6 + 159 + 28,4 = 693 \text{кВм};$$

$$P_{\epsilon И-1} = P_{\epsilon 1-2} + \Delta P_{\epsilon 1-9} + \Delta P_{\epsilon 1} \text{кВм};$$

$$P_{\epsilon И-1} = 591,7 + 96 + 36,5 = 724,2 \text{кВм};$$

$$\cos \varphi_{\partial И-1} = \frac{P_{\partial 1-2} \cdot \cos \varphi_{\partial 1-2} + P_{\partial 1-9} \cdot \cos \varphi_{\partial 1-9} + P_{\partial 1} \cdot \cos \varphi_{\partial 1}}{P_{\partial 1-2} + P_{\partial 1-9} + P_{\partial 1}};$$

$$\cos \varphi_{\partial И-1} = \frac{505,6 \cdot 0,822 + 204 \cdot 0,8 + 40 \cdot 0,81}{505,6 + 204 + 40} = 0,815;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon И-1} = \frac{P_{\epsilon 1-2} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 1-2} + P_{\epsilon 1-9} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 1-9} + P_{\epsilon 1} \cdot \cos \varphi_{\epsilon 1}}{P_{\epsilon 1-2} + P_{\epsilon 1-9} + P_{\epsilon 1}};$$

$$\cos \varphi_{\partial II-1} = \frac{591,7 \cdot 0,85 + 296 \cdot 0,86 + 50 \cdot 0,845}{591,7 + 296 + 50} = 0,853;$$

$$S_{\partial II-1} = \frac{P_{\partial II-1}}{\cos \varphi_{\partial II-1}} \text{кВА};$$

$$S_{\partial II-1} = \frac{693}{0,815} = 850,3 \text{кВА};$$

$$S_{\partial II-1} = \frac{P_{\partial II-1}}{\cos \varphi_{\partial II-1}} \text{кВА};$$

$$S_{\partial II-1} = \frac{724,2}{0,853} = 849 \text{кВА};$$

Определяем средневзвешенный коэффициент мощности по формуле (40). Коэффициент мощности  $i$  потребителя определяем по номограмме в зависимости от соотношения  $\frac{P_{\Pi}}{P_0}$ . Значения  $\cos \varphi_i$  для населенного пункта сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Значения коэффициентов мощности

Номер участка	$P_{\Pi}/P_0$	$\cos \varphi_{\text{д}}$	$\cos \varphi_{\text{в}}$
1	0,5	0,81	0,845
2	0,4	0,825	0,86
3	0,3	0,846	0,875
4	0,5	0,81	0,845
5	0,4	0,825	0,86
6	0,3	0,846	0,875
7	0,5	0,81	0,845
8	0,7	0,758	0,8
9	0,6	0,78	0,82

Рассчитанные значения сводим в таблицу 9.

Таблица 9 – Потери энергии в ВЛ 10 кВ

Участок	Длина участка, км	Расчетная нагрузка, кВт	Число часов использования максимума, ч	Время максимальных потерь, ч	Полная мощность, кВА	Марка провода	Активное сопротивление проводов, Ом/км	Потеря энергии на участке, кВт·ч
8-5	2,2	80	2500	1430	93	АС-35	0,85	231,28
4-8	2,2	124	3200	1727	148,7	АС-35	0,85	714,09
3-4	1,5	252	3400	1886	315	АС-35	0,85	2386,01
3-6	2,2	160	3200	1727	190	АС-35	0,85	1165,85
2-3	2,2	450	3400	1886	546,78	АС-50	0,65	8063,12

Продолжение таблицы 9

2-7	1,5	240	3200	1727	284	АС-35	0,85	1775,98
1-2	1,3	591,7	3400	1886	696,12	АС-50	0,65	7722,65
9-10	2,6	128	3200	1727	139,1	АС-35	0,85	738,48
1-9	3	296	3400	1886	344,2	АС-35	0,85	5697,75
<b>И-1</b>	<b>3,4</b>	<b>724,2</b>	<b>3400</b>	<b>1886</b>	<b>850</b>	<b>АС-50</b>	<b>0,65</b>	<b>30114,23</b>
Всего:								<b>58609,46</b>

Производим выбор сечения проводов линии 10 кВ. Определяем эквивалентную мощность на участках.

$$S_{\text{экв}И-1} = S_{И-1} k_{\partial} \text{кВА};$$

$$S_{\text{экв}И-1} = 850 \cdot 0,7 = 595 \text{кВА};$$

Аналогично определяем эквивалентную мощность на остальных участках и результаты сводим в таблицу 18.

В целях удобства монтажа и эксплуатации воздушной линии 10 кВ используем не более 3-4 сечений.

Толщина слоя гололеда  $b=5$  мм. Район по гололеду II.

Выберем провода для участков линии.

Участок И-1. Интервал экономических нагрузок 365-630 кВА.

Выбираем провод АС35.

Аналогично предварительно выбираем сечения проводов для других участков. Результаты выбора сводим в таблицу.

Пользуясь номограммой определяем потери напряжения на участках линии 10 кВ.

Для участка И-1:

$$\Delta U_{И-1} = 0,85 \cdot 3,2 \cdot 850 \cdot 10^{-3} = 2,3\%$$

Аналогично рассчитываем потери напряжения на остальных участках линии. Результаты расчетов сводим в таблицу 28.

Потери напряжения от начала линии равны сумме потерь на последовательно соединенных участках до самого удаленного потребителя от источника питания. В нашем случае удаленными точками являются точки 2, 10, 5, 7.

Падение напряжения на участке И-10:

$$\Delta U_{И-10} = \Delta U_{И-1} + \Delta U_{1-9} + \Delta U_{9-10} \%$$

$$\Delta U_{И-10} = 2,49 + 1,22 + 0,43 = 4,14\%$$

$$4,14\% < 6,5\%$$

Падение напряжения на участке И-7:

$$\Delta U_{И-7} = \Delta U_{И-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-7} \%$$

$$\Delta U_{И-7} = 2,49 + 0,78 + 0,5 = 3,77\%$$

$$3,77\% < 6,5\%$$

Падение напряжения на участке И-6:

$$\Delta U_{И-6} = \Delta U_{И-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-6} \%$$

$$\Delta U_{И-6} = 2,49 + 0,78 + 1,02 + 0,49 = 4,78\%$$

$$4,78\% < 6,5\%$$

Падение напряжения на участке И-5:

$$\Delta U_{И-5} = \Delta U_{И-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-4} + \Delta U_{4-8} + \Delta U_{8-5} \%$$

$$\Delta U_{И-5} = 2,49 + 0,78 + 1,02 + 0,54 + 0,38 + 0,24 = 5,45\%$$

$$5,45\% < 6,5\%$$

Как видно из расчета, отклонения напряжения при 100%-й нагрузке у потребителей выходят за пределы, допускаемые по нормам (5%). Поэтому на ряде участков линии заменяем провода так, чтобы отклонения напряжения не выходили за пределы допускаемых. На всех участках заменяем провода АС-25 на АС-35. На участках И-1, 1-2, 2-3 заменяем провод АС-35 на АС-50.

### 1.8. Определение потерь энергии

Определяем потери энергии в сетях 0,38 кВ.

$$\Delta W = \left( \frac{S_{\text{уч}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 r_0 \cdot l \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \quad (15)$$

где  $S_{\text{уч}}$  – полная мощность на участке, кВА;

$r_0$  – удельное электрическое сопротивление проводов Ом/км;

$l$  – длина участка, км;

$\tau$  – время максимальных потерь, ч.

В зависимости от расчетной нагрузки на участках определяем число часов использования максимальной нагрузки

Полученные значения сводим в таблицу 9.

По графику зависимости времени потерь от времени использования максимальной нагрузки (рисунок 5.3[1]) определяем время потерь для участков.

Определяем потери энергии для участка 0-14:

$$\Delta W_{0-14} = \left( \frac{56,71}{0,38} \right)^2 \cdot 0,64 \cdot 0,07 \cdot 1150 \cdot 10^{-3} = 1146,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Аналогично определяем потери энергии на остальных участках линии 0,38 кВ и результаты сводим в таблицу 10.

Далее определим потери энергии в линии 10 кВ. Расчеты ведем аналогично расчетам для линии 0,38 кВ.

Для участка И-1:

$$\Delta W_{И-1} = \left( \frac{724,2}{10} \right)^2 \cdot 0,65 \cdot 3,4 \cdot 1886 \cdot 10^{-3} = 30114,23 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Аналогично определяем потери энергии на остальных участках линии 10 кВ и результаты сводим в таблицу 19.

Определяем годовые потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau + \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760, \quad (16)$$

где  $\Delta P_{\text{к}}$  – потери к.з. в трансформаторе, кВт;

$\Delta P_{\text{хх}}$  – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$S_{\text{max}}$  – максимальная полная нагрузка трансформатора, кВА;

$S_{\text{н}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\tau$  – время максимальных потерь, ч.

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2,65 \cdot \left( \frac{140}{160} \right)^2 \cdot 1727 + 0,51 \cdot 8760 = 7971,52 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Определяем общие потери в ВЛ 10 кВ, ВЛ 0,38 кВ, и в трансформаторе:

$$\Delta W = \Delta W_{0,38} + \Delta W_{10} + \Delta W_{\text{тр}}$$

$$\Delta W = 8113,33 + 58609,46 + 7971,52 = 74694 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

### **1.9. Конструктивное исполнение линий и ТП**

Распределительные сети 10 кВ выполняем 3-х проводными с изолированной нейтралью. ВЛ 10 кВ выполняем на железобетонных опорах.

Трасса линии 10 кВ должна проходить вдоль железных дорог, проезжих дорог, полевых защитных полос, по границам полей, оросительных и осушительных каналов, иметь по возможности наименьшую длину и занимать минимальную площадь пахотных земель.

Для ВЛ 10 кВ принимаем фарфоровые изоляторы ШФ–10Г, так как по своим показателям они лучше стеклянных, в частности, выдерживают напряжение с частотой 50 Гц и импульсное напряжение, по нормативной механической прочности они более приспособлены для работы на открытом воздухе.

Для крепления изоляторов на промежуточных опорах, на металлических траверсах применяют штыри типа Ш–12 и ШУ–21, ШУ–22 для промежуточных, анкерных, угловых и концевых опор.

Устанавливаем следующие типы опор:

- промежуточные: П10 – 35;
- концевые: К20 – 1Б.

Низковольтные линии для питания сельскохозяйственных потребителей 380/220 В выполняем пятипроводными с глухозаземленной нейтралью.

ВЛ 0,38 кВ выполняем на железобетонных опорах с расстоянием между опорами не более 50 м.

Расстояние между проводами в пролете не менее 400мм.

Трассу ВЛ 0,38 кВ нужно прокладывать по одной стороне улицы. Можно не соблюдать это условие, в целях уменьшения количества опор, длины ВЛ, трудности монтажа.

Устанавливаем следующие типы опор:

- промежуточные: П1;



- концевые: К1;
- ответвления: О1;
- угловые промежуточные: УП1;
- перекрестные промежуточные: ПК1.

Данные по арматуре ВЛ 0,38 кВ сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Изоляторы и крюки для крепления проводов линии 0,38кВ.

Марка и сечение провода	Тип изолятора	Тип крюка	Назначение
А25	ТФ – 16	КН – 16	Для крепления проводов ответвлений и магистрали.
А35	ТФ – 16	КН – 16	Для крепления проводов ответвлений и магистрали.

В качестве ТП используется КТП, однотрансформаторная с трехфазным двухобмоточным трансформатором типа ТМ.

На КТП применяются следующие электрические аппараты:

- разъединитель с заземляющим потоком (устанавливается на концевой опоре 10кВ);
- ОПН (для защиты электрооборудования от атмосферных перенапряжений);
- предохранители;

Предохранители устанавливаются во вводном устройстве ВН, обеспечивающего защиту трансформатора от многофазных коротких замыканий.

Предохранители соединены соответственно с проходными изоляторами и силовым трансформатором.

### 1.10. Расчет токов КЗ

Пользуясь схемами сетей 10 кВ и 0,38 кВ, составляем расчетную схему токов короткого замыкания для самого удаленного участка населенного пункта Возжаевка (0-28).

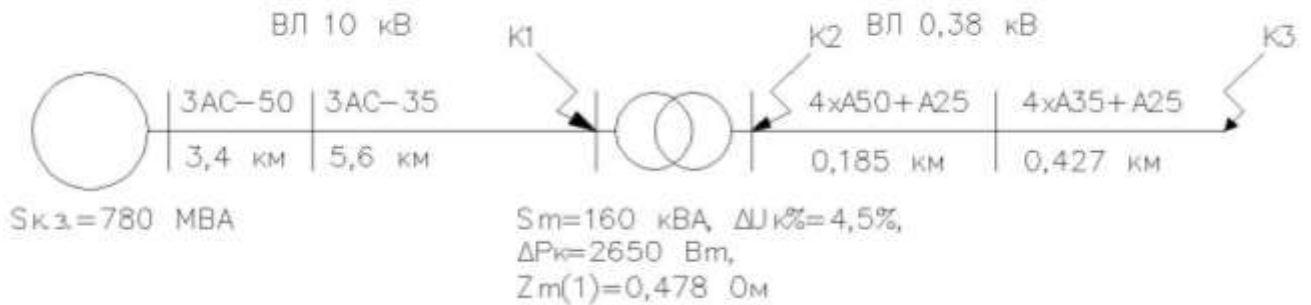


Рисунок 1 – Расчетная схема.

На основании расчетной схемы составляем схему замещения, на которой для каждого элемента указываем его сопротивление.

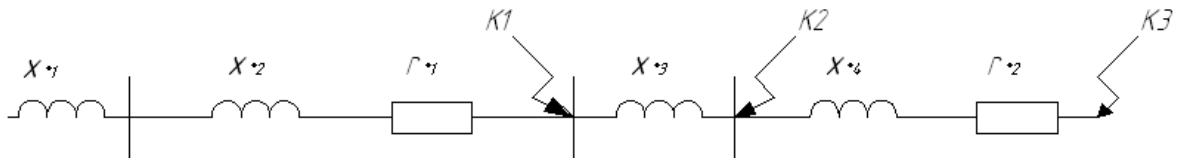


Рисунок 2 – Схема замещения.

Расчет ведем в относительных единицах. Задаемся базисными значениями:

$$S_{\text{б}} = 100 \text{ МВА}; U_{\text{бВ}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{бН}} = 0,4 \text{ кВ}.$$

Определяем относительные базисные сопротивления.

Система:

$$x_{*1} = x_{*c} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}}. \quad (17)$$

$$x_{*c} = \frac{100}{780} = 0,13 \text{ o.e.}$$

Определяем сопротивление ВЛ 10 кВ:

$$r_{*1} = r_0 l \frac{S_{\bar{0}}}{U_{\bar{0}}^2}. \quad (18)$$

$$x_{*2} = x_0 l \frac{S_{\bar{0}}}{U_{\bar{0}}^2}. \quad (19)$$

где  $r_0, x_0$  - удельное активное и индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  - длина линии, км;

$U_{\bar{0}}$  - базисное напряжение, кВ.

$$r_{*1} = (0,65 \cdot 3,4 + 0,85 \cdot 5,6) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 6,32 \text{ о.е.}$$

$$x_{*2} = (0,398 \cdot 3,4 + 0,41 \cdot 5,6) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 3,31 \text{ о.е.}$$

Трансформатор:

$$x_{*тр} = \frac{U_{к\%} S_{\bar{0}}}{100 S_H}. \quad (20)$$

где  $U_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_H$  - номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{*тр} = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,16} = 28,1 \text{ о.е.}$$

Определяем сопротивление ВЛ 0,38 кВ:

$$r_{*2} = (0,64 \cdot 0,185 + 0,92 \cdot 0,427) \cdot \frac{100}{0,4^2} = 319,5 \text{ о.е.};$$

$$x_{*4} = (0,398 \cdot 0,185 + 0,41 \cdot 0,427) \cdot \frac{100}{0,4^2} = 155,44 \text{ о.е.}$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К1.

$$r_{*к1} = r_{*1} = 6,32 \text{ о.е.};$$

$$x_{*к1} = x_{*с} + x_{*2} = 0,13 + 3,31 = 3,44 \text{ о.е.}$$

Полное результирующее сопротивление:

$$Z_{*K1} = \sqrt{r_{*K1}^2 + x_{*K1}^2}; \quad (21)$$

$$Z_{*K1} = \sqrt{6,32^2 + 3,44^2} = 7,2 \text{ о. е.}$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К2.

$$r_{*K2} = r_{*K1} = 6,32 \text{ о. е.};$$

$$x_{*K2} = x_{*K1} + x_{*TP} = 3,44 + 28,1 = 31,54 \text{ о. е.}$$

$$Z_{*K2} = \sqrt{6,32^2 + 31,54^2} = 32,17 \text{ о. е.}$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К3.

$$r_{*K3} = r_{*K2} + r_{*2} = 6,32 + 319,5 = 325,82 \text{ о. е.};$$

$$x_{*K3} = x_{*K2} + x_{*4} = 31,54 + 155,44 = 186,98 \text{ о. е.}$$

$$Z_{*K3} = \sqrt{325,82^2 + 186,98^2} = 375,66 \text{ о. е.}$$

Определяем базисные токи в точках короткого замыкания:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}; \quad (22)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144 \text{ кА};$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144 \text{ кА.}$$

Определяем токи и мощность короткого замыкания в точках к.з.

Трехфазный ток короткого замыкания:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{I_{61}}{Z_{*K1}}; \quad (23)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{5,5}{7,2} = 0,76 \text{ кА.}$$

Двухфазный ток короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{к1}^{(3)}; \quad (24)$$

$$I_{к1}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,76 = 0,66 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к}^{(3)}, \quad (25)$$

где  $k_y$  - ударный коэффициент.

При к.з. в сетях 10 и 0,38 кВ  $k_y = 1$ .

$$i_{yк1} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,76 = 1,1 \text{ кА.}$$

Мощность трехфазного короткого замыкания:

$$S_{к}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot I_{к}^{(3)} \cdot U_6; \quad (26)$$

$$S_{к1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,76 \cdot 10,5 = 13,8 \text{ МВА.}$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{144}{32,17} = 4,48 \text{ кА;}$$

$$I_{к2}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,48 = 3,89 \text{ кА;}$$

$$i_{yк2} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4,48 = 6,45 \text{ кА;}$$

$$S_{к2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 4,48 \cdot 0,4 = 3,1 \text{ МВА.}$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{144}{375,66} = 0,38 \text{ кА;}$$

$$I_{к3}^{(2)} = 0,87 \cdot 0,38 = 0,33 \text{ кА;}$$

$$i_{yк3} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,38 = 0,54 \text{ кА;}$$

$$S_{к3}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,4 = 0,26 \text{ МВА.}$$

Однофазный ток короткого замыкания определяем в именованных единицах:

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{T}}^1}{3} + Z_{\text{п}}}, \quad (27)$$

где  $Z_{\text{п}}$  - полное сопротивление петли «фаза-ноль», Ом;

$Z_{\text{T}}$  - сопротивление трансформатора току однофазного к.з., Ом.

$$Z_{\text{п}} = \sqrt{(r_{\phi} + r_N)^2 + (x_{\phi} + x_N)^2}; \quad (28)$$

$$r_{\phi} = \sum r_0 l = 0,64 \cdot 0,185 + 0,92 \cdot 0,427 = 0,51 \text{ Ом};$$

$$r_N = r_{\phi} = 0,51 \text{ Ом.}$$

$$x_{\phi} = \sum x_0 l = 0,398 \cdot 0,185 + 0,41 \cdot 0,427 = 0,25 \text{ Ом};$$

$$x_N = x_{\phi} = 0,25 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\text{п}} = \sqrt{(0,51 + 0,51)^2 + (0,25 + 0,25)^2} = 1,14 \text{ Ом};$$

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = \frac{0,22}{\frac{0,478}{3} + 1,14} = 0,17 \text{ кА.}$$

## 1.11. Выбор силовой аппаратуры ТП

Производим выбор аппаратуры ТП. Для обеспечения надежной работы электрические аппараты должны быть выбраны по условиям максимального рабочего режима и проверены по режиму токов короткого замыкания.

Составляем схему электрических соединений подстанции, на которой указываем все основные электрические аппараты.

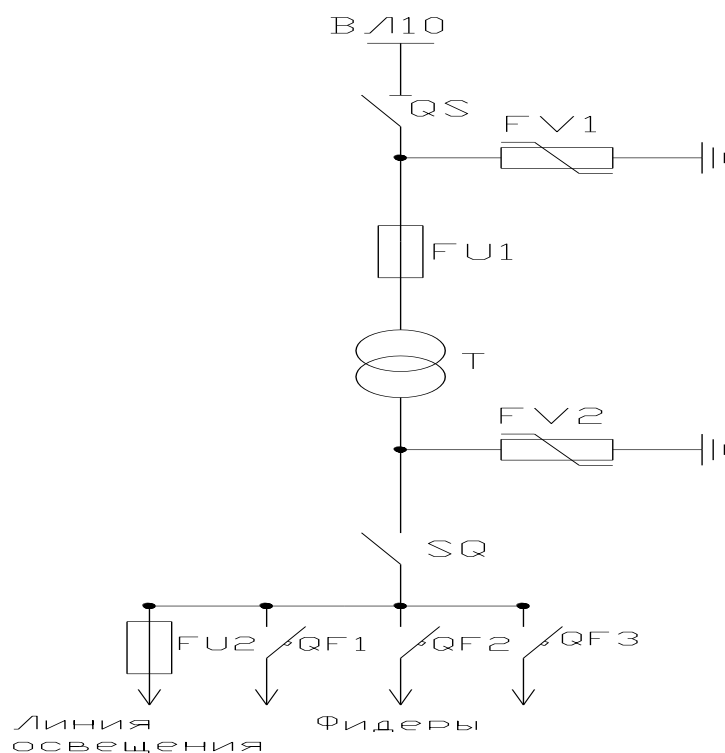


Рисунок 3 – Схема электрических соединений подстанции.

В соответствии с ПУЭ электрические аппараты выбираются по следующим параметрам:

### 1.11.1 Выбор разъединителя.

Разъединитель выбираем из таблицы 18.3/4/ по следующим условиям:

- по напряжению  $U_{н.а.} \geq U_{н.уст.}$ ,

где  $U_{н.а.}$  - номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{н.уст.}$  - номинальное напряжение установки, кВ.

$U_{н.а.} \geq 10$  кВ.

- по току  $I_n \geq I_{р.мах.}$ ,

где  $I_H$  - номинальный ток разъединителя, А;

$I_{p.max}$  – максимальный рабочий ток, А.

$$I_{p.max} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} U_H}, \quad (29)$$

где  $S_H$  номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_H$  - номинальное напряжение трансформатора, кВ.

$$I_{p.max} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 12,9 \text{ А.}$$

$$I_H = 400 \text{ А} \geq 12,9 \text{ А.}$$

Проверяем на устойчивость при к.з.:

- динамическую  $i_{max}^{(3)} \geq i_y$ ,

где  $i_{max}^{(3)}$  - амплитудное значение предельного сквозного тока к.з., кА.

$$i_{max}^{(3)} = 25 \text{ кА} \geq i_y = 1,1 \text{ кА.}$$

- термическую  $(I_{nt})^2 t \geq I_\infty^2 t_{cp}$ ,

где  $I_{nt}$  - ток термической стойкости, кА;

$t$  - предельное время протекания тока, с;

$I_\infty = I_K^{(3)}$  - действующее значение установившегося тока к.з., кА;

$t_\phi = t_{защ} + t_B$  - фиктивное время протекания тока к.з, с;

$t_{защ}$  - выдержка времени защиты на питающей стороне линии 10 кВ,

принимаем для МТЗ  $t_{защ} = 1,2$  с;

$t_B$  - собственное время отключения выключателя, принимаем

$$t_B = 0,2 \text{ с.}$$

$$t_\phi = 1,2 + 0,2 = 1,4 \text{ с.}$$

$$10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 0,76^2 \cdot 1,4 = 0,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Принимаем разъединитель марки РЛК.2-10.IV/400УХЛ1.



### 1.11.2 Выбор предохранителя

Предохранитель выбираем по таблице по следующим условиям:

- по напряжению  $U_{н.пр.} \geq U_{н.уст.}$ ,

где  $U_{н.пр.}$  - номинальное напряжение предохранителя, кВ;

$$U_{н.пр.} \geq 10 \text{ кВ.}$$

- по току  $I_{н.пр.} \geq I_{р.мах.}$ ,

где  $I_{н.пр.}$  - номинальный ток предохранителя, А;

$$I_{н.пр.} = 30 \text{ А} \geq 12,9 \text{ А.}$$

- по предельной отключающей мощности

$$S_{пр.откл.} \geq S_{к}^{(3)},$$

$$S_{пр.откл.} = 200 \text{ МВА} \geq S_{к}^{(3)} = 13,8 \text{ МВА.}$$

Принимаем предохранитель марки ПК-10Н/30

### 1.11.3 Выбор рубильника.

Выбираем рубильник из следующих условий:

- по напряжению

$$U_{н.а.} \geq U_{н.уст.}$$

$$U_{н.а.} = 500 \text{ В} \geq 380 \text{ В.}$$

- по току  $I_{н.} \geq I_{р.уст.}$ ,

где  $I_{р.уст.}$  – рабочий ток установки, А.

$$I_{р.уст.} = \frac{1,4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 340 \text{ А.}$$

$$I_{н.} = 500 \text{ А} \geq I_{р.уст.} = 340 \text{ А.}$$

Принимаем рубильник марки РБ-35.

### 1.11.4 Выбор автоматического выключателя.

Выбираем автоматический выключатель из следующих условий:

- по напряжению  $U_{н.а.} \geq U_{н.с.}$ ,

где  $U_{н.с.}$  - номинальное напряжение сети, В.

$$U_{н.а.} \geq 380 \text{ В.}$$

- по току  $I_{н.а.} \geq I_{р.мах.}$ ,

где  $I_{р.мах.}$  - максимальный рабочий ток цепи, защищаемой аппаратом, А.

$$I_{p.max} = \frac{S_{ТП-14}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{56,71}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 86,2 \text{ А.}$$

$$I_{н.а.} = 160 \text{ А} \geq I_{p.max} = 86,2 \text{ А.}$$

- по номинальному току теплового расцепителя  $I_{н.р.} \geq k_{н.т} I_{p.max}$ ,

где  $I_{н.р.}$  - номинальный ток теплового расцепителя автомата, А;

$k_{н.т}$  - коэффициент надежности, учитывающий разброс по току срабатывания теплового расцепителя, принимается в пределах от 1,1 до 1,3.

$$k_{н.т} I_{p.max} = 1,2 \cdot 86,2 = 103,4 \text{ А.}$$

$$I_{н.р.} = 125 \text{ А} \geq k_{н.т} I_{p.max} = 103,4 \text{ А.}$$

- по току отсечки электромагнитного расцепителя  $I_{н.э.} \geq k_{н.э} I_{к.max}$ ,

где  $k_{н.э}$  - коэффициент надежности, учитывающий разброс по току электромагнитного расцепителя и пускового тока электродвигателя;

$I_{к.max}$  - максимальный ток к.з. в месте установки автомата, А.

$$I_{н.э.} = 10 I_{н.р.} = 10 \cdot 125 = 1250 \text{ А.}$$

- по предельно отключающему току

$$I_{пред.откл.} = 10 \text{ кА} \geq I_{кз}^{(3)} = 0,38 \text{ кА.}$$

Окончательно принимаем автоматический выключатель ВА51-33 (таблица 29[1]).

Аналогично выбираем автоматические выключатели для всех остальных линий.

#### 1.11.5 Выбор ограничителей перенапряжения.

- по номинальному напряжению  $U_{н.опн} \geq U_{н.с}$ ,

где  $U_{н.опн}$  - номинальное напряжение ограничителя перенапряжения, кВ;

$U_{н.с}$  - номинальное напряжение сети, кВ.

Для сети 10 кВ:  $U_{н.опн} \geq 10 \text{ кВ}$ ;

для сети 0,38 кВ:  $U_{н.опн} = 0,5 \text{ кВ} > U_{н.с} = 0,38 \text{ кВ}$ .

Принимаем ограничители перенапряжения марок ОПН-10 и ОПН-0,5.

## **1.12. Защита от перенапряжений и заземление**

### **1.12.1 Защита от перенапряжений.**

Большая протяженность сельских линий повышает вероятность атмосферных перенапряжений в них в грозовой сезон и служит основной причиной аварийных отключений.

Трансформаторные подстанции 10/0,38 кВ не защищаются молниеотводами. Для защиты ТП от перенапряжений применяют вентильные и трубчатые разрядники на 10 кВ. Но в настоящее время все большее применение находят ограничители перенапряжений (ОПН), которые представляют собой высокое нелинейное сопротивление.

На ВЛ в соответствии с ПУЭ, в зависимости от грозовой активности устанавливается защитное заземление (в условиях РБ через 2 на третьей опоре или через 120м), Сопротивление заземляющего устройства – не более 30 Ом и в целом не более 10 Ом. На линиях с железобетонными опорами крюки, штыри фазных проводов и арматуру соединяют с заземлением.

Защита оборудования ТП со стороны ВН осуществляется ограничителями перенапряжения ОПН-10, со стороны НН – ОПН-0,5.

### **1.12.2 Заземление.**

На ВЛ до 1 кВ с заземленной нейтралью должны быть заземлены крюки или штыри фазных проводов и нулевого провода не реже чем через 200 м. Эти заземлители могут рассматриваться как повторное заземление нулевого провода. Такое заземление обязательно делается на опорах с ответвлением к вводу в здание, где имеются большие хозяйственные ценности. Удельное сопротивление грунта  $\rho=210$  Ом·м. Контур выполнен в виде четырехугольника, путем заложения в грунт вертикальных стальных стержней длиной 5 м и диаметром 12 мм соединенных стальной полосой 40×4 мм. Глубина заложения стержней 0,8 м, полосы 0,9 м. При этом предыдущее заземление должно быть от концевой опоры с заземлением не более чем на 100 м. Используются стальные стержни длиной  $l=5$ м и диаметром  $d = 12$ мм.

Определяем сопротивление грунта для стержневых заземлителей

$$\rho_{\text{расч}} = k_1 \cdot k_2 \rho_{\text{изм}}, \quad (30)$$

где  $k_1$  – коэффициент сезонности.  $k_1 = 1,15$ ;

$k_2$  – коэффициент, учитывающий состояние грунта при измерении.

При средней увлажненности принимаем  $k_2 = 1$ .

$$\rho_{\text{расч}} = 1,15 \cdot 1 \cdot 210 = 241,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определяем сопротивление вертикального заземлителя из круглой стали:

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч}}}{l} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot h_{\text{ср}} + 1}{4 \cdot h_{\text{ср}} - 1} \right), \quad (31)$$

где  $l$  – длина электрода, м;

$d$  – диаметр стержня, м;

$h_{\text{ср}}$  – глубина заложения стержня, т.е. расстояние от поверхности земли до середины стержня, м:

$$h_{\text{ср}} = 2,5 + h', \quad (32)$$

где  $h'$  – глубина заглубления электрода, принимаем  $h' = 0,8$  м.

$$h_{\text{ср}} = 2,5 + 0,8 = 3,3 \text{ м}.$$

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366 \cdot 241,5}{5} \left( \lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 3,3 + 1}{4 \cdot 3,3 - 1} \right) = 52,2 \text{ Ом}.$$

Определяем общее сопротивление всех повторных заземлителей:

$$r_{\text{пз}} = \frac{R_{\text{в}}}{n}, \quad (33)$$

где  $n$  - количество всех повторных заземлителей, присоединенных к данной сети, шт.

$$r_{\text{пз}} = \frac{46}{18} = 2,56 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление повторного заземлителя:

$$R'_{\text{пз}} = \frac{30 \rho_{\text{расч}}}{100}; \quad (34)$$

$$R'_{\text{пз}} = \frac{30 \cdot 212,75}{100} = 63,82 \text{ Ом.}$$

## 2 ВЫБОР ПРИНЦИПАЛЬНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ 110/35/10

Распределительное устройство на напряжении 110 кВ выполнено по схеме - одна секционированная система шин с обходной с секционным - обходным выключателями, распределительное устройство на напряжении 35 кВ и 10 кВ выполнено по схеме – одна секционированная система, 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ подключаются через вводные выключатели к трансформатору.

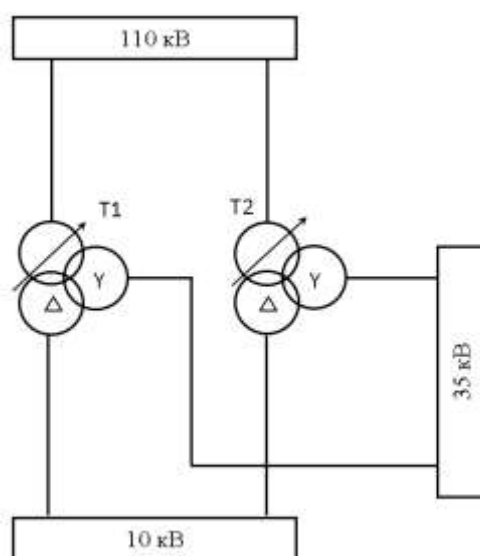


Рисунок 4 – Схема варианта №1

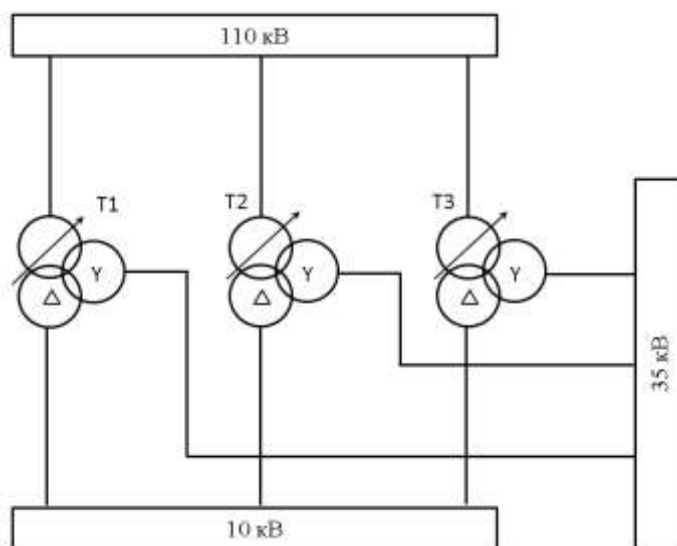


Рисунок 5 – Схема варианта №2

## 2.1 Расчет нагрузок

По исходным данным, рассчитываются мощности подстанции по напряжениям. Описанная методика выполнена для подстанции на 3 напряжения.

Полные мощности подстанции по ступеням напряжения

$$S_{CH1} = \frac{P_m}{\cos \varphi}, MVA \quad (35)$$

$$S_{CH1} = \frac{32}{0,89} = 35,96 \text{ MVA}$$

$$S_{CH2} = \frac{P_m}{\cos \varphi}, MVA \quad (36)$$

$$S_{CH2} = \frac{22}{0,91} = 24,44 \text{ MVA}$$

$$S_{HH} = \frac{P_m}{\cos \varphi}, MVA \quad (37)$$

$$S_{HH} = \frac{3,05}{0,91} = 3,35 \text{ MVA}$$

где  $P_m$  – максимальная активная мощность на данной ступени напряжения, МВт.

Полная мощность на стороне высшего напряжения

$$S_{BH} = S_{CH1} + S_{CH2} + S_{HH}, MVA \quad (38)$$

$$S_{BH} = 35,96 + 24,44 + 3,35 = 63,75 \text{ MVA}$$

## Реактивные мощности подстанции

$$Q_{CH1} = \sqrt{(S_M^{CH1})^2 - (P_M^{CH1})^2}, \text{МВАр} \quad (39)$$

$$Q_{CH1} = \sqrt{35,96^2 + 32^2} = 16,4 \text{ МВАр}$$

$$Q_{CH2} = \sqrt{(S_M^{CH2})^2 - (P_M^{CH2})^2}, \text{МВАр}, \quad (40)$$

$$Q_{CH2} = \sqrt{24,44^2 + 21,9921^2} = 10,66 \text{ МВАр}$$

$$Q_{HH} = \sqrt{(S_M^{HH})^2 - (P_M^{HH})^2}, \text{МВАр} \quad (41)$$

$$Q_{HH} = \sqrt{3,35^2 + 3,0459^2} = 1,39 \text{ МВАр}$$

По данным вычисленных мощностей строят графики нагрузок для всех напряжений подстанций. Общий вид графиков приведен на рис.5.

Для каждой ступени напряжения принимается расчетный максимум равный  $P_M$ , МВт, исходя из которого, суточная продолжительность потребления мощности распределяется пропорционально графику. По расчетным графикам рассчитывается годовая энергия потребления.



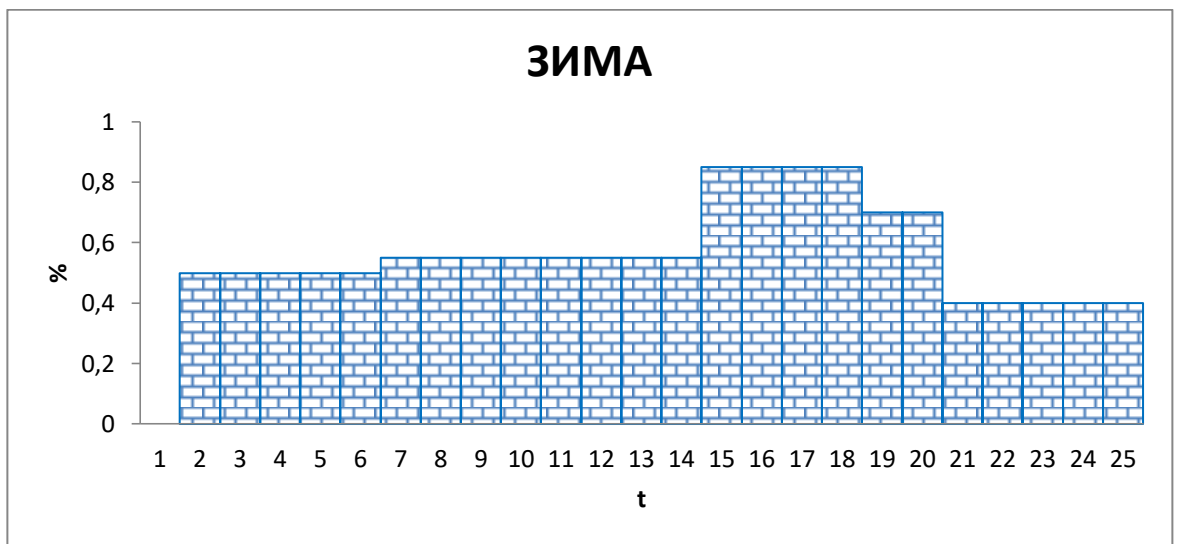
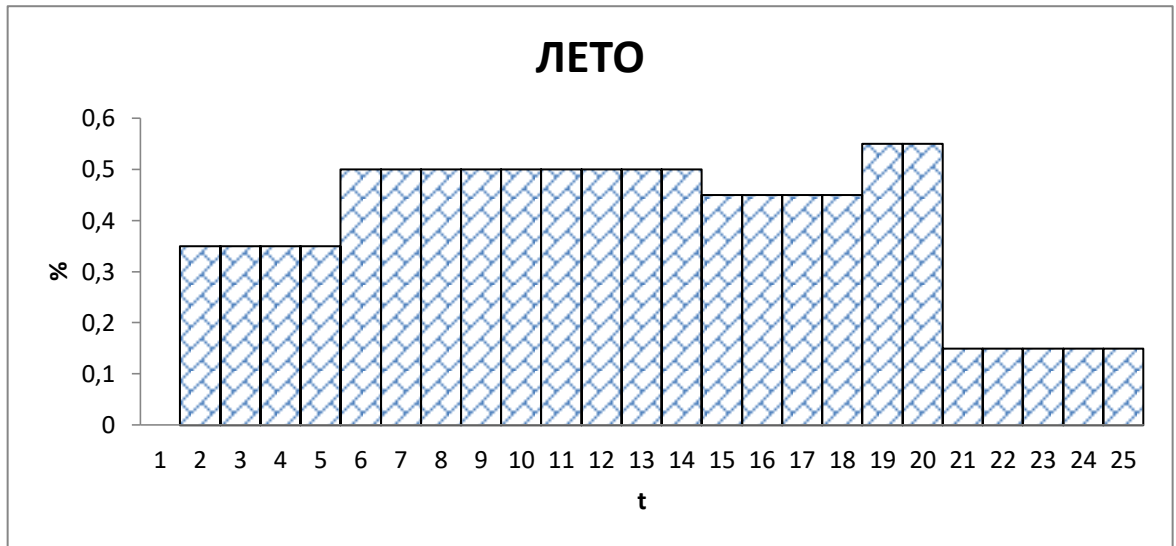


Рисунок 6 – Графики нагрузки

3) Энергия зимних суток.

$$W_{\text{CH1}} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + P_4 \cdot t_4 + P_5 \cdot t_5, \text{ МВт/сут} \quad (42)$$

$$W_{\text{CH1}} = 11,2 \cdot 4 + 16 \cdot 9 + 14,4 \cdot 2 + 17,6 \cdot 2 + 4,8 \cdot 5 = 276,8 \text{ МВт/сут}$$

$$W_{\text{CH2}} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + P_4 \cdot t_4 + P_5 \cdot t_5, \text{ МВт/сут} \quad (43)$$

$$W_{\text{CH2}} = 7,697235 \cdot 4 + 10,99605 \cdot 9 + 9,896445 \cdot 2 + 12,095655 \cdot 2 + 3,298815 \cdot 5$$

$$W_{\text{HH}} = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + P_4 \cdot t_4 + P_5 \cdot t_5, \text{ MBm/сут} \quad (43)$$

$$W_{\text{HH}} = 1,066065 \cdot 4 + 1,52295 \cdot 9 + 1,370655 \cdot 4 + 1,675245 \cdot 2 + 0,456885 \cdot 5 =$$

4) Энергия летних суток.

$$W'_{\text{CH1}} = P_6 \cdot t_6 + P_7 \cdot t_7 + P_8 \cdot t_8 + P_9 \cdot t_9 + P_{10} \cdot t_{10}, \text{ MBm/сут} \quad (44)$$

$$W'_{\text{CH1}} = 16 \cdot 5 + 17,6 \cdot 8 + 27,2 \cdot 4 + 22,4 \cdot 2 + 12,8 \cdot 5 = 438,4 \text{ МВт/сут}$$

$$W'_{\text{CH2}} = P_6 \cdot t_6 + P_7 \cdot t_7 + P_8 \cdot t_8 + P_9 \cdot t_9 + P_{10} \cdot t_{10}, \text{ MBm/сут} \quad (45)$$

$$W'_{\text{CH2}} = 10,99605 \cdot 5 + 12,095655 \cdot 8 + 18,693285 \cdot 4 + 15,39447 \cdot 2 + 8,79684 \cdot 5$$

$$W'_{\text{HH}} = P_6 \cdot t_6 + P_7 \cdot t_7 + P_8 \cdot t_8 + P_9 \cdot t_9 + P_{10} \cdot t_{10}, \text{ MBm/сут} \quad (46)$$

$$W'_{\text{HH}} = 1,52295 \cdot 5 + 1,675245 \cdot 8 + 2,589015 \cdot 4 + 2,13213 \cdot 2 + 1,21836 \cdot 5 = 41$$

5) Электрическая энергия потреблённая за год по каждому графику

$$W_{\text{ГОД}} = W_{\text{ЗС}} \cdot N_3 + W_{\text{ЛС}} \cdot N_{\text{Л}}, \text{ MBm/год} \quad (47)$$

$$W_{\text{ГОД,CH1}} = W_{\text{ЗС,CH1}} + W_{\text{ЛС,CH1}}, \text{ MBm/год} \quad (48)$$

$$W_{\text{сн1.год}} = 276,8 \cdot 149 + 438,4 \cdot 216 = 135937,6 \text{ МВт/год}$$

$$W_{\text{ГОД.СН2}} = W_{\text{ЗС.СН2}} + W_{\text{ЛС.СН2}}, \text{ МВт/год} \quad (49)$$

$$W_{\text{сн2.год}} = 190,23 \cdot 149 + 301,29 \cdot 216 = 93422,91 \text{ МВт/год}$$

$$W_{\text{ГОД.НН}} = W_{\text{ЗС.НН}} + W_{\text{ЛС.НН}}, \text{ МВт/год} \quad (50)$$

$$W_{\text{нн.год}} = 29,09 \cdot 149 + 41,73 \cdot 216 = 13348,09 \text{ МВт/год}$$

$$W_{\text{год}} = 135937,6 + 93422,91 + 13348,09 = 242708,6 \text{ МВт/год}$$

б) Время максимума потребления нагрузки

$$T_M = \frac{W_{\text{ГОД}}}{P_M}, \text{ час} \quad (51)$$

$$T_M = \frac{242708,6}{57,038} = 4255,21 \text{ час}$$

$$T_{\text{СН1}} = \frac{W_{\text{Г,СН1}}}{P_{\text{М,СН1}}}, \text{ час} \quad (52)$$

$$T_{\text{М.СН1}} = \frac{135937,6}{32} = 4248,05 \text{ час}$$

$$T_{\text{СН2}} = \frac{W_{\text{Г,СН2}}}{P_{\text{М,СН2}}}, \text{ час} \quad (53)$$

$$T_{CH2} = \frac{93422,91}{21,9921} = 4248,02 \text{ час}$$

$$T_{HH} = \frac{W_{ГОД}^{HH}}{P_M^{HH}}, \text{ час} \quad (54)$$

$$T_{M.HH} = \frac{13348,09}{3,0459} = 4382,31 \text{ час}$$

$$T_{M.BH} = \frac{P_{M,CH1} \cdot T_{M,CH1} + P_{M,CH2} \cdot T_{M,CH2} + P_{M,HH} \cdot T_{M,HH}}{P_{M,CH1} + P_{M,CH2} + P_{M,HH}}, \text{ час} \quad (55)$$

$$T_{M.BH} = \frac{3,05 \cdot 32 + 4248,02 \cdot 21,9921 + 4382,31 \cdot 3,0459}{32 + 21,9921 + 3,0459} = 4255,21 \text{ час}$$

7) Время максимальных потерь энергии  $\tau$  рассчитывается, за год на каждом напряжении. Годовая продолжительность времени потерь принимается календарная  $T = 8760$  часов

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час} \quad (56)$$

для каждого напряжения свое время максимальных потерь

$$\tau_{CH1} = \left( 0,124 + \frac{T_M^{CH1}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час} \quad (57)$$

$$\tau_{CH1} = 0,124 + \left( \frac{4248,05}{10000} \right)^2 = 2638,4 \text{ час}$$

$$\tau_{CH2} = \left( 0,124 + \frac{T_M^{CH2}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час} \quad (58)$$

$$\tau_{CH2} = 0,124 + \left( \frac{4248,02}{10000} \right)^2 = 2638,37 \text{ час}$$

$$\tau_{HH} = \left( 0,124 + \frac{T_M^{HH}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \text{ час} \quad (59)$$

$$\tau_{HH} = 0,124 + \left( \frac{4382,31}{10000} \right)^2 = 2769,07 \text{ час}$$

## 2.2 Выбор трансформатора (автотрансформатора АТ).

Мощность трансформатора определяется его нагрузкой и определяется как

$$S_{H.TP} \geq (0,7 \div 0,65) \cdot S_M, \text{ МВА} \quad (60)$$

$$S_{H.TP} \geq 0,7 \cdot 57,038 = 39,9266$$

для каждой ступени напряжения с учетом установки двух трансформаторов.

Вариант 110 кВ два трансформатора.

Для установки в РУ напряжением 110 кВ применяем два трансформатора типа ТДТН–40000/110/35/10

Выбранный трансформатор (автотрансформатор) проверяют на аварийные перегрузки при выходе одного трансформатора (автотрансформатор) из работы.

Коэффициент аварийной перегрузки определяется по формуле

$$k_{п.ав} = \frac{S_{\max}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \quad (61)$$

где  $S_{MAX}$  – максимальная мощность по графику нагрузки на стороне ВН

$S_{H.TP}$  – номинальная мощность трансформатора (АТ).

$$k_{п.ав} = \frac{57,04}{40} = 1,43$$

Выбранный трансформатор (АТ) должен удовлетворять условию

$$k_{п.ав} < k_{доп.}$$

$k_{доп.} = 1,4$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов. Такая перегрузка допускается в течение 5 суток при условии, что коэффициент предшествующей нагрузки  $k_3$  не более 0,93 и длительность перегрузки не более 6 часов.

$$1,43 \leq 1,4$$

Условию не соответствует.

Вариант 110 кВ три трансформатора.

$$k_{п.ав} = \frac{57,04}{16 \cdot 3} = 1,19$$

$$1,19 \leq 1,4$$

Условию соответствует.

Проверка трансформатора (АТ) на систематические перегрузки производится при отключении одного из трансформаторов (АТ) на плановый ремонт во время летнего периода. Вопрос о допустимости систематических перегрузок может быть решен с учетом графиков нагрузочной способности трансформаторов, приведенных в ГОСТ, при этом необходимы следующие параметры:

- Система охлаждения (М,Д,ДЦ и Ц)
- Постоянная времени нагрева ( $\tau$ )
- Эквивалентная температура окружающей среды ( $\theta$ )
- Коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика ( $S_{НОМ} \geq S_1$ ):

Намечается два варианта схем подстанции, выполняется их технико-экономический расчет, на основании которого выбирается один из расчетных

вариантов. При выборе схем электрических соединений РУ всех напряжений нет необходимости подходить к разработке конструкции каждого РУ.

Проектными организациями разработаны типовые конструкции РУ. Окончательное решение по конструкции РУ применяют на основании технико-экономического решения ряда эскизно-проработанных вариантов компоновок: РУ должны удовлетворять ряду требований согласно ПУЭ. Основные требования: надежность, экономичность, удобство и безопасность обслуживания, пожаробезопасность. В курсовой работе необходимо сравнить 2-3 варианта электрических схем РУ. Следует учитывать ряд утвердившихся в практике положений, а также некоторые рекомендации:

- Для РУ 35 кВ не применяют схемы с обходной системой шин.

- Для РУ 110 кВ и выше схемы с одной и двумя системами сборных шин рекомендуется применять только с обходной системой шин.

- В схеме с двумя системами сборных шин секционируют одну систему шин при числе присоединений 12-16 Ф: обе системы шин - при числе присоединений более 16. При наличии секционирования в схеме с обходной системой шин функции обходного и шиносоединительного выключателя совмещают в одном выключателе.

- Схемы многоугольников рекомендуется применять при одинаковом количестве трансформаторов и линий.

- Подключение линий к РУ повышенного напряжения желательно выполнять не более чем двумя выключателями, а подключение трансформаторов - не более чем четырьмя.

Для установки в РУ напряжением 110 кВ применяем два трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/10.

Второй вариант: согласно задания есть возможность применить другое напряжение питания. Также при проектировании новых подстанций как правило не устанавливается более двух трансформаторов одного наименования в одном РУ.

Исходя из этого разработка второго варианта заключается в применении другого напряжения номиналом 110 кВ.

Для установки в РУ напряжением 110 кВ применяем три трансформатора типа ТДТН–16000/110/35/10.

Таблица 11 – Параметры выбираемых трансформаторов оформляются в таблице

$S$ , МВ·А	Тип	$U_{номВН}$ , кВ	$U_{номСН}$ кВ	$U_{номНН}$ кВ	$U_{кВС}$ , %	$U_{кВН}$ , %	$U_{кСН}$ , %	$P_x$ , кВт	$P_k$ , кВт	$I_x$ , %
40	ТДТН– 40000/110/3 5/10	110	35	10	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
16	ТДТН– 16000/110/3 5/10	110	35	10	10,5	17	6	76	17	1,1

Главная схема электрических соединений представлена на рис. 6, 7.

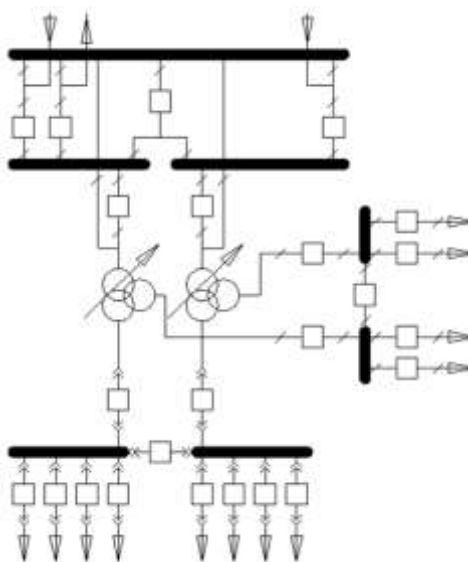


Рисунок 7 – Главная схема электрических соединений варианта 1.



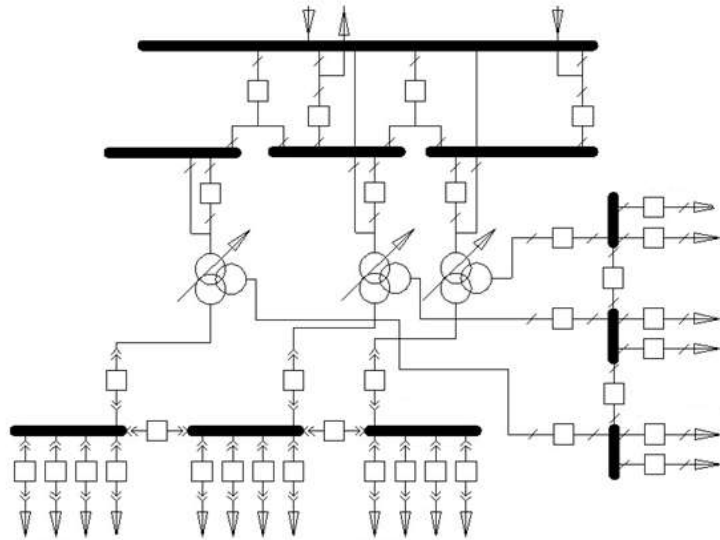


Рисунок 8 – Главная схема электрических соединений варианта 2.

### 2.3 Расчёт потерь электроэнергии для двух вариантов

1) Расчет потерь мощности для трехобмоточных трансформаторов.

Если потери  $KЗ$  даны для пары обмоток ВН-СН, тогда потери отдельных обмоток равны

$$P_{K,B} = P_{K,C} = P_{K,H} = 0,5 \cdot P_{K,B-C} \quad (62)$$

если, потери  $KЗ$  приведены для каждой пары, тогда потери отдельных обмоток равны

$$P_{K,B} = 0,5 \cdot (P_{K,B-C} + P_{K,B-H} - P_{K,C-H}), \text{кВт} \quad (63)$$

$$P_{K,ВН} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \text{ кВт}$$

$$P_{K,C} = 0,5 \cdot (P_{K,B-C} + P_{K,C-H} - P_{K,B-H}), \text{кВт} \quad (64)$$

$$P_{K,СН} = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \text{ кВт}$$

$$P_{K,H} = 0,5 \cdot (P_{K,B-H} + P_{K,C-H} - P_{K,B-C}), \text{кВт} \quad (65)$$

$$P_{K,HH} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \text{ кВт}$$

$$P'_{K,ВН} = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ кВт}$$

$$P'_{K,CH} = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \text{ кВт}$$

$$P'_{K,HH} = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ кВт}$$

2) Мощности обмоток автотрансформатора при работе под нагрузкой по вариантам.

$$S_M = \sqrt{(P_M^{HH} + P_M^{CH2})^2 + (Q_M^{HH} + Q_M^{CH2})^2}, \text{MVA} \quad (66)$$

3) Потери энергии в автотрансформаторах по каждому варианту -  $\Delta W_{\text{ИВАР}}, \Delta W_{\text{ИВАР}}$ .

$$\Delta W_{AT} = N \cdot \left[ P_X \cdot T + P_{K,B} \cdot \left( \frac{S_{M,B}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_B + P_{K,C} \cdot \left( \frac{S_{M,C}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_C + P_{K,H} \cdot \left( \frac{S_{M,H}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \tau_H \right], \text{MВт} \cdot \text{час}$$

N – количество трансформаторов на ПС.

$$\Delta W_1 = 2 \cdot \left[ 0,14 \cdot 8760 + 0,01075 \cdot \left( \frac{35,96}{40} \right)^2 \cdot 2638 + 0,00025 \cdot \left( \frac{24,44}{40} \right)^2 \cdot 2638 + 0,00675 \cdot \left( \frac{3,4}{40} \right)^2 \cdot 2769 \right] = 2498 \text{ МВт/ч}$$

$$\Delta W_2 = 3 \cdot \left[ 0,076 \cdot 8760 + 0,01075 \cdot \left( \frac{35,96}{16} \right)^2 \cdot 2638 + 0,0002 \cdot \left( \frac{24,44}{16} \right)^2 \cdot 2638 + 0,00625 \cdot \left( \frac{3,4}{16} \right)^2 \cdot 2769 \right] = 2425 \text{ МВт/ч}$$

## 2.4 Приведенные затраты

1) Стоимость потерь электроэнергии вычисляется для двух вариантов по выражению

$$C_{II} = (C_{TP} + C_{ATP}) = \beta \cdot (\Delta W_{TP} + \Delta W_{ATP}) \quad (67)$$

где  $C_{ATP} = \beta \cdot \Delta W_{ATP}$  - стоимость потерь энергии в автотрансформаторах

$\beta = 2,54$  руб.кВт/час – стоимость потерь электроэнергии

$C_{TP} = \beta \cdot \Delta W_{TP}$  - стоимость потерь энергии в трансформаторах

$$C_{п1} = 2498,42 \cdot 2,54 \cdot 10^3 = 6345986,8 \text{ руб}$$

$$C_{п2} = 2424,74 \cdot 2,54 \cdot 10^3 = 6158839,6 \text{ руб}$$

2) Капитальные затраты на основное оборудование ПС вычисляются, в соответствии с укрупненными показателями стоимости. Для сравнения капитальных затрат вариантов удобнее заполнить таблицу №12.

Таблица 12. Затраты по вариантам

Наименование оборудования	Стоимость единицы оборудования тыс. руб	Первый вариант.		Второй вариант	
		Кол-во	Общая стоимость тыс. руб	Кол-во	Общая стоимость тыс. руб
T <sub>1</sub> , T <sub>2</sub> , T <sub>3</sub>	8000	0	0	3	24000
T <sub>4</sub> , T <sub>5</sub>	22000	2	44000	0	0
Ячейка ОРУ-110	21300	0	0	1	21300
Ячейка ОРУ-35	23450	1	23450	1	23450
Ячейка ОРУ-10	0	1	0	1	0
Ячейка КРУ-10	7980	1	7980	1	7980
K <sub>Σобщ</sub>			75430		76730

3) Стоимость отчислений на амортизацию ремонт и обслуживание

$$C_A = \frac{\rho_A + \rho_O}{100} \cdot K \quad (68)$$

где  $\rho_A = 9,4\%$  - норма амортизационных отчислений от капитальных затрат,

$\rho_O = 9,4\%$  - для ОРУ - 110 кВ и ниже – норма отчислений на обслуживание

$\rho_O = 8,4\%$  - для ОРУ - 220 кВ и выше - норма отчислений на обслуживание

K- сумма полученных капитальных затрат из таблицы №3 по вариантам.

$$C_{a1} = \frac{(9,4 + 9,4) \cdot 75430}{100} = 14180,84 \text{ руб}$$

$$C_{a2} = \frac{(9,4 + 9,4) \cdot 76730}{100} = 14425,24 \text{ руб}$$

4) Приведённые затраты вычисляются по формуле

$$Z = \rho_H \cdot K + C_A + C_{II} \quad (69)$$

где  $\rho_H = 0,125$  - нормативный коэффициент экономической эффективности

$$Z_1 = 0,125 \cdot 75430 + 14180,84 + 6345986,8 = 6369596,39 \text{ руб}$$

$$Z_2 = 0,125 \cdot 76730 + 14425,24 + 6158839,6 = 6182856,09 \text{ руб}$$

Вывод: Для дальнейшего расчёта выбирается вариант №1 ОРУ-110/35/10 с наименьшими затратами.

## 2.5 Расчет токов КЗ

Для выбранного варианта составим расчетную схему и схему замещения.

Все элементы в схеме замещения заменим индуктивными сопротивлениями в относительных единицах для соответствующего метода расчета тока КЗ.

Секционные выключатели отключены.

Задаёмся базисными величинами

$$S_B = 100 \text{ МВА} - \text{ базисная мощность,}$$

$U_B = U_{CP}$  - базисное напряжение, принимается равным среднему номинальному напряжению ступени КЗ.

$$U_{CP} = 115, 37, 10,5 \text{ кВ.}$$

$I_B$  - базисный ток ступени КЗ.

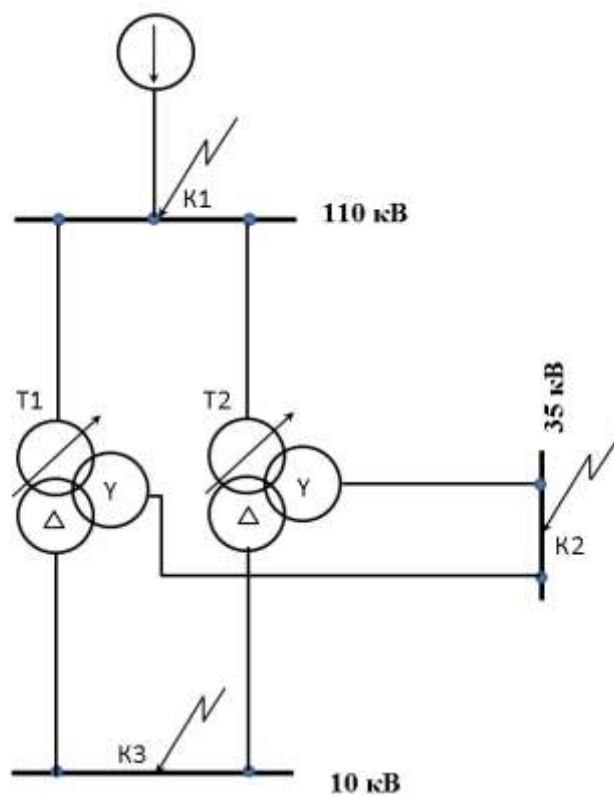


Рисунок 9 – Расчетная схема ПС

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} \text{ кА} \quad (70)$$

$$I_{BK1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

$$I_{BK2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

$$I_{BK3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Переведём сопротивления в относительные единицы. Перевод выполним по формулам в таблице П-2 (приложения).

$$x_* = \frac{S_B}{S_K} \quad (71)$$

$$x_{I1} = \frac{100}{100} = 1 \text{ о.е.}$$

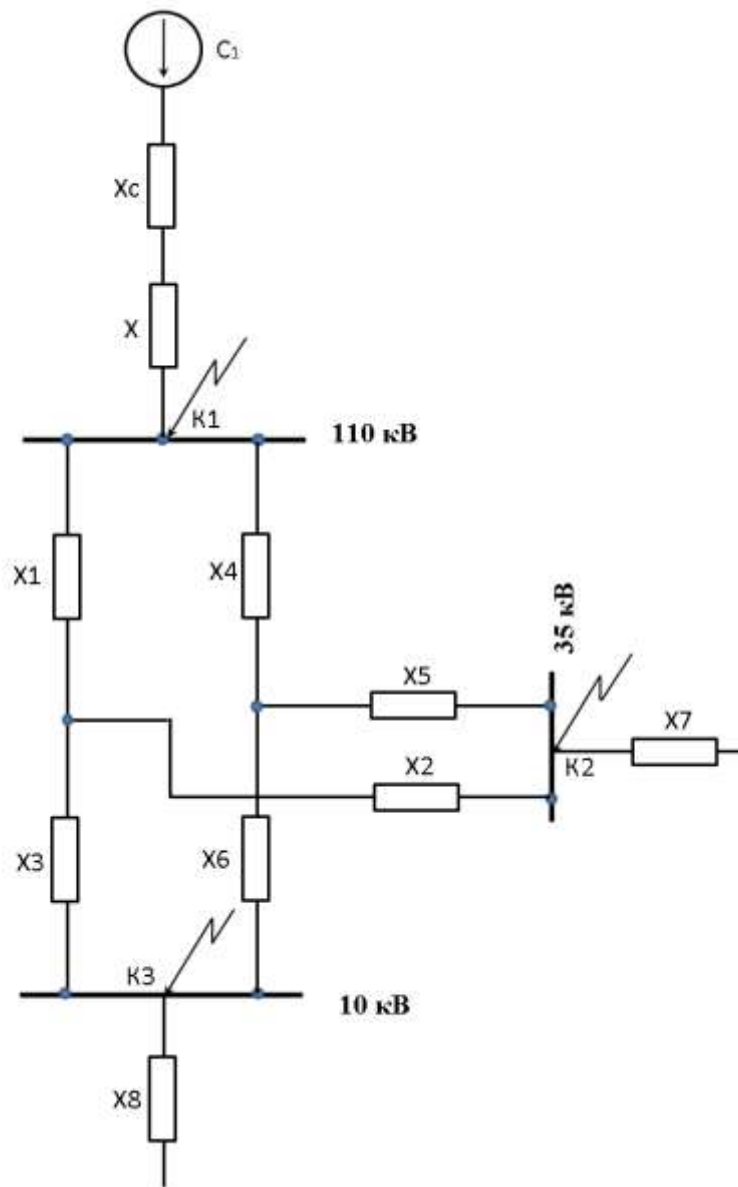


Рисунок 10 – Схема замещения ПС

$$x_{ATB} = \frac{0,5 \cdot (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (72)$$

$$x_{X1=X4} = \frac{0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5)}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,2688 \text{ о.е.}$$

$$x_{ATC} = \frac{0,5 \cdot (u_{KB-C} - u_{KB-H} + u_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} \quad (73)$$

$$x_{3=x_3} = \frac{0,5 \cdot (6,5 + 17,5 - 10,5)}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,1688 \text{ o.e}$$

$$x_{ATH} = \frac{0,5 \cdot (-u_{KB-C} + u_{KB-H} + u_{KC-H})}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}} \quad (74)$$

$$x_{2=x_6} = \frac{0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5)}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,2688 \text{ o.e}$$

$$x_* = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HOM}} \quad (75)$$

$$x_{,l} = x_{,y\partial} \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} \quad (76)$$

$$x_{1=x_{m1}} = 0,4 \cdot 20,6 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0623 \text{ o.e}$$

Т.к. у нас 2 параллельных линии:

$$x = \frac{x'_{,l1} + x''_{,l1} + x'''_{,l1}}{x'_{,l1} \cdot x''_{,l1} \cdot x'''_{,l1}} \text{ o.e.} \quad (77)$$

$$x' = \frac{0,0623 + 0,0623 + 0,0623}{0,0623 \cdot 0,0623 \cdot 0,0623} = 772,9389 \text{ o.e}$$

$$x = \frac{772,9389}{2} = 386,4695 \text{ o.e}$$

$$x_{7=x_{m2}} = 0,4 \cdot 9,33 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,2726 \text{ o.e}$$

Т.к. у нас 3 параллельных линий:

$$x_{7'} = \frac{3985,86}{3} = 1328,6199 \text{ o.e}$$

Произведя преобразования в схеме, определим результирующее сопротивление для каждой из намеченных точек КЗ.

$$x_{PEЗK1} = x + x_c \quad (78)$$

$$x_{рез.K1} = 1 + 386,4695 = 387,4695 \text{ о.е}$$

$$x_{PEЗK2} = x_{PEЗ1} + \frac{x_1 + x_2}{2} \quad (79)$$

$$x_{рез.K2} = 387,4695 + \frac{0,2688 + 0,2688}{2} = 387,7383 \text{ о.е}$$

$$x_{PEЗK3} = x_{PEЗ1} + \frac{x_1 + x_3}{2} \quad (80)$$

$$x_{рез.K3} = 387,4695 + \frac{0,2688 + 0,1688}{2} = 387,6883 \text{ о.е}$$

Определить начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{по} = \frac{I_B}{x_{PEЗ}} \text{ кА} \quad (81)$$

$$I_{по1} = \frac{0,5}{387,4695} = 0,001 \text{ кА}$$

$$I_{по2} = \frac{1,56}{387,7383} = 0,004 \text{ кА}$$

$$I_{по3} = \frac{5,5}{387,6883} = 0,014 \text{ кА}$$

Определить значение мгновенного амплитудного значения ударного тока



$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{по} \text{ кА}, \quad (82)$$

где  $k_y$  из таблицы П-1.

$$i_{удК1} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 0,001 = 0,003 \text{ кА}$$

$$i_{удК2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 0,004 = 0,01 \text{ кА}$$

$$i_{удК3} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 0,014 = 0,029 \text{ кА}$$

Действующее значение ударного тока

$$I_y = I_{по} \cdot (1 + \sqrt{k_y^2 - 1}) \text{ кА}, \quad (83)$$

$$I_{удК1} = 0,001 \cdot (1 + \sqrt{1,717^2 - 1}) = 0,002 \text{ кА}$$

$$I_{удК2} = 0,004 \cdot (1 + \sqrt{1,608^2 - 1}) = 0,009 \text{ кА}$$

$$I_{удК3} = 0,014 \cdot (1 + \sqrt{1,369^2 - 1}) = 0,027 \text{ кА}$$

Полученные токи приведём в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчётные токи соответствующих точек КЗ.

Точка КЗ	$I_b$ , кА	$I_{по}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$I_{уд}$ , кА
К1	0,5	0,001	0,003	0,002
К2	1,56	0,004	0,01	0,009
К3	5,5	0,014	0,029	0,027

## 2.6 Выбор оборудования

### Выбор высоковольтных выключателей и разъединителей

Выбор высоковольтных выключателей:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{отк.ном}; \quad (84)$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}; \quad I_{норм} \leq I_{ном}; \quad (85)$$

- по отключающей способности:
- на симметричный ток отключения:

$$I_{н.т} \leq I_{отк.ном}; \quad (86)$$

- на возможность отключения апериодической составляющей тока:

$$i_{а.т} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном}, \quad (87)$$

где  $\beta_{ном}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе,

$i_{а.ном}$  – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

- на электродинамическую стойкость:
- по номинальному току отключения:

$$I'' \leq I_{отк.ном}; \quad (88)$$

- по ударному току:

$$i_y \leq i_{дин}; \quad (89)$$

где  $i_y$  – ударный ток к.з. в цепи выключателя;

$i_{дин}$  – номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата)

- на термическую стойкость (по тепловому импульсу):

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (90)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс по расчету;

$I_T^2$  – предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_T$  – длительность протекания тока термической стойкости, с.

Разъединители и их приводы.

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{отк.ном} ; \quad (91)$$

- по току:

$$I_{max} \leq I_{ном} ; I_{ном} \leq I_{ном} ; \quad (92)$$

- по конструкции;

- по роду установки;

- по электродинамической стойкости:

- по ударному току:

$$i_y \leq i_{дин} ; \quad (93)$$

где  $i_y$  – ударный ток к.з. в цепи выключателя;

$i_{дин}$  – номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата).

- по термической стойкости (по тепловому импульсу):

$$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (94)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс по расчету,  $\text{kA} \cdot \text{c}^2$ ;

$I_T^2$  – предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_T$  – длительность протекания тока термической стойкости,  $\text{c}$ .

На стороне ВН:

$$I_{\max} = \frac{k_{n.aa} \cdot S_{\text{ном.м}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (94)$$

$$I_{\text{БК1}} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,294 \text{ кА}$$

На стороне СН:

$$I_{\max} = \frac{S_{\Sigma \text{CH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (95)$$

$$I_{\text{БК2}} = \frac{24,44}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,403 \text{ кА}$$

На стороне НН:

$$I_{\max} = \frac{S_{\Sigma \text{HH}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (96)$$

$$I_{\text{БК3}} = \frac{3,35}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,193 \text{ кА}$$

Тепловой импульс тока определяем по формуле:

$$B_K = (I^n)^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a); \quad (97)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения тока к.з.

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.в.}; \quad (98)$$

где  $t_{рз}$  – время действия основной релейной защиты,

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

Для точки  $K_1$ :

$$t_{откл1} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$$

$$В_{к1} = 0,001^2 \cdot (0,065 + 0,025) = 0,00000009 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$t_{отк.в.} = 0,055$  полное время отключения выключателя

ВМТ-110Б-25/ 1000 Т1.

Для точки  $K_2$ :

$$t_{откл2} = 0,5 + 0,06 = 0,56 \text{ с}$$

$$В_{к2} = 0,004^2 \cdot (0,56 + 0,06) = 0,00001 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для точки  $K_3$ :

$$t_{откл3} = 0,5 + 0,08 = 0,58 \text{ с}$$

$$В_{к3} = 0,014^2 \cdot (0,58 + 0,08) = 0,00013 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН):

- по напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{отк.ном} \quad (99)$$

Таблица 14 – Расчетные данные по выбору выключателей РУ ВН. ВМТ-110Б-25/ 1000 Т1

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110$	$U_{ном} = 110$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000$	$I_{р.мах} = 294$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{скв} = 65$	$i_{уд} = 0,003$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
Продолжение таблицы 14		
$В_{к.ном} = 1875$	$В_{к} = 0,00000009$	$В_{к.ном} \geq В_{к}$

$I_{вкл} = 25$	$I_{по} = 0,001$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 25$	$I_{пт} = 0,002$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 12,7$	$i_{а.т} = 0,002$	$i_{а.ном} \geq i_{а.т}$

$$B_{к.ном} = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,32 \cdot 31,5 = 14,26 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2} \cdot 0,009 + 0,007 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left( 1 + \frac{32}{100} \right)$$

Таблица 15 – Расчетные данные по выбору выключателей РУ СН. ВГБЭ-35

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35$	$U_{ном} = 35$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630$	$I_{р.мах} = 403$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{скв} = 40$	$i_{уд} = 0,01$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 469$	$B_{к} = 0,00000992$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 12,5$	$I_{по} = 0,004$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 31,5$	$I_{пт} = 0,009$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 14,26$	$i_{а.т} = 0,007$	$i_{а.ном} \geq i_{а.т}$

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 40 = 28,28 \text{ кА}$$

$$\sqrt{2} \cdot 0,009 + 0,007 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left( 1 + \frac{50}{100} \right)$$

Таблица 16 – Расчетные данные по выбору выключателей РУ НН ВМПР-10/400-20 У2

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10$	$U_{ном} = 10$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 400$	$I_{р.мах} = 193$	$I_{ном} \geq I_{р.мах}$
$i_{скв} = 51$	$i_{уд} = 0,029$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 992$	$B_{к} = 0,00012936$	$B_{к.ном} \geq B_{к}$
$I_{вкл} = 25$	$I_{по} = 0,014$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 40$	$I_{пт} = 0,027$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 28,28$	$i_{а.т} = 0,02$	$i_{а.ном} \geq i_{а.т}$

*Выбор и проверка разъединителей*

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Выбираем на стороне 110 кВ разъединитель РДЗ-110/1000Н.УХЛ1.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{\text{п.к.1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (100)$$

$$B_k = 5,537^2 \cdot (1 + 0,055 + 0,01 + 0,03) = 33,57 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (101)$$

$$B_{\text{к.ном}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$$

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110$	$U_{\text{ном}} = 110$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000$	$I_{\text{р.мах}} = 294$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах}}$
$i_{\text{скв}} = 63$	$i_{\text{уд}} = 0,003$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1875$	$B_k = 0,000001095$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_k$

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 35$	$U_{\text{ном}} = 35$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1000$	$I_{\text{р.мах}} = 403$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р.мах}}$
$i_{\text{скв}} = 10$	$i_{\text{уд}} = 0,01$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1875$	$B_k = 0,000018$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_k$

*Выбор ограничителей перенапряжений*

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций, линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения.

Поэтому выбор этих защитных аппаратов, как и выбор любого электротехнического оборудования, должен быть тщательно взвешен и обоснован. В связи с изложенным, выбор ОПН, как правило, выполняется в два этапа:

- предварительный выбор;
- после изучения влияющих факторов окончательный выбор.

Одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики нелинейных ограничителей перенапряжений, является величина импульсного (разрядного) тока  $I_p$ , допустимого через варисторы упомянутых защитных аппаратов. При значениях тока больше допустимого  $I_p$  для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности.

Осуществляем предварительный выбор, на стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-У/TEL-110/84 УХЛ1 с классом напряжения 110 кВ, основные характеристики

которого представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные характеристики ОПН-У/TEL-110/84 УХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток пропускной способности (2 мс), кА
110	110	84	10	550

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-КС/TEL 10/10.5 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные характеристики ОПН-Т/TEL 35/38,5



Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее U, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Ток пропускной способности (2 мс), кА
35	38,5	35	10	550

Произведем проверку выбранных ОПН.

- По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению электрической сети ( $U_{нрс}$ ), нормируемому ГОСТ 1516.3-96:

$$U_{нро} \geq 1,05 \cdot \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} \quad (102)$$

$$U_{нро} \geq 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 66,7 \text{ кВ}$$

$$U_{нро} \geq 1,05 \cdot \frac{10}{\sqrt{3}} = 6,1 \text{ кВ}$$

$$84 \text{ кВ} \geq 66,7 \text{ кВ}$$

$$10 \text{ кВ} \geq 6,1 \text{ кВ}$$

ОПН для 110 и 10 кВ выбраны верно.

#### Выбор и проверка сборных шин

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 – 10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах.

В КРУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Расчётный ток продолжительного режима  $I = 193 \text{ А}$ :

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные медные шины марки прямоугольного сечения 15x3 мм с длительно допустимым током равным 210 А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} \leq I_{\text{дон.}} \quad (103)$$

$$210\text{A} \geq 193\text{A}$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (104)$$

где  $C$  – функция, значение которой принимаем 91 для алюминиевых шин;

$B_k$  – расчетный импульс квадратичного тока КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,00002552 \cdot 1\text{с}}}{170} = 0,029716\text{ м}$$

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

$$l^2 \leq \frac{q_{\min}}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (105)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями изоляторов, м;

$J$  - момент инерции,  $\text{см}^4$ ;

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (106)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 1,5^3}{12} = 0,1\text{ см}^4$$

$$l^2 \leq \frac{0,0297}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,1}{0,45}} = 0,00007\text{ м}$$

Принимаем расположение шин плашмя, пролёт 1 м.

Механический расчет однополосных шин:

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м определяется по выражению:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \quad (106)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10^2}{0,25} = 0,000021 \text{ Н/м}$$

Равномерно распределенная сила  $f$  создают изгибающий момент Н·м (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах):

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (107)$$

где  $l$  - пролет между опорными изоляторами шинной конструкции,  $l=1\text{м}$ .

$$M = \frac{000021 \cdot}{10} = 0,0000021 \text{ Н·м}$$

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{W \cdot a} \quad (108)$$

Где

$$W = \frac{b \cdot h^3}{6} \quad (109)$$

– момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ ;

$a$  – расстояние между фазами, м;

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

$$W = \frac{0,3 \cdot 1,5^3}{6} = 0,1 \text{ см}^3$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10^2 \cdot 1^2}{2,1 \cdot 0,25} = 0,00002301 \text{ М}$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{дон}$$

$$2\text{E-05} \leq 84$$

$$\sigma_{доп} < 0,7 \cdot \sigma_{разр}$$

$$84 \leq 0,7 \cdot 120 = 84$$

Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 21 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$I_{доп} = 210$	$I_{max} = 193$	$I_{доп} \geq I_{max}$
$\sigma_{доп} = 84$	$\sigma_{расч} = 0,00002301$	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$
$q = 45$	$q_{min} = 0,03$	$q \geq q_{min}$

### Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Выбираем опорные изоляторы марки ИО-10-3.75 I УЗ.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе

изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном.}$$

$$F_{расч} < 0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп} \tag{110}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \tag{111}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{10^2 \cdot 1}{0,25} = 0,00002062 \text{ Н}$$

Таблица 22 – Выбор опорных изоляторов

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$	$U_{расч} = 10$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$F_{доп} = 2250$	$F_{расч} = 0,00002062$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор проходных изоляторов

Выбираем изолятор ИП-10/1000-12.5, Т1.

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

$$0,6 \cdot F_{разр} = F_{доп}$$

(112)

$$0,00002062 \text{ Н} \leq 3750 \cdot 0,6 = 2250 \text{ Н}$$

$$F_{доп} = 7500 \cdot 0,6 = 4500 \text{ Н}$$

Таблица 23 – Выбор проходных изоляторов

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10$	$U_{расч} = 10$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$F_{доп} = 4500$	$F_{расч} = 0,00002062$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_{доп} = 1000$	$I_{мах} = 193$	$I_{доп} \geq I_{мах}$

Выбранные изоляторы удовлетворяют условиям выбора, и могут быть приняты к установке.

Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам:

1) по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном.}$$

2) по току:

$$I_{ном} \leq I_{1.ном.} \quad I_{мах} \leq I_{1.ном.}$$

- 3) по конструкции и классу точности;  
 4) по электродинамической стойкости:

$$i_{норм} = \sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot K_{эд} \quad (113)$$

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости (величина справочная);

$I_{1ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- 5) по термической стойкости:

$$B_k = (K_m \cdot I_{1.ном})^2 \cdot t_{терм} \quad (114)$$

где  $K_T$  – кратность термической стойкости, (величина справочная);

$t_{терм}$  – время термической стойкости, (величина справочная).

- 6) по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2.ном}$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{приб}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $R_k$ :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_k \quad (115)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С

Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-304	0,5		0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Выбираем трансформатора тока ТФЗМ 110Б-І/300 У1;ХЛ1. Конструкция его внутренней изоляции базируется на уникальных изоляционных свойствах элегаза и специальной форме экранов, создающих практически однородное электрическое поле.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1:

$$B_{\kappa} = I_{\text{ПО.К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (116)$$

$$B_{\kappa} = 0,001^2 \cdot (2 + 0,055 + 0,01 + 0,03) = 0,000002095 \text{ с}$$

$$B_{\kappa.\text{ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (117)$$

$$B_{\kappa.\text{ном}} = 12^2 \cdot 3 = 432 \text{ кА}^2\text{с}$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2н} = 30 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I_2^2} \quad (118)$$

$$Z_{2н} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (119)$$

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечение  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=60 \text{ м}$ .

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (120)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,425 \text{ Ом}$$

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} \quad (121)$$

где  $r_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ ).

$$z_2 = 0,1 + 0,26 + 0,425 = 0,785 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор трансформатора тока 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110$	$U_{\text{расч}} = 110$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{\text{ном}} = 300$	$I_{\text{расч}} = 294$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$Z_{2н} = 1,2$	$Z_{2р} = 0,785$	$Z_{2н} \geq Z_{2р}$
$V_{\text{к.ном}} = 432$	$V_{\text{к.расч}} = 0,000002095$	$V_{\text{к.ном}} \geq V_{\text{к.расч}}$
$I_{\text{дин}} = 62$	$I_{\text{уд}} = 0,003$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

На стороне СН выбираем трансформатор тока ТФЗМ 35А/600 У1.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам
--------	-----	------------------------



		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-304	0,5		0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
Итого		6,5	5,5	6

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_k = I_{\text{ПД.К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (122)$$

$$B_k = 0,004^2 \cdot (1,5 + 0,055 + 0,01 + 0,03) = 0,00002552 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (123)$$

$$B_{\text{к.ном}} = 28,3^2 \cdot 3 = 1452 \text{ кА}^2\text{с}$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2н} = 30 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I_2^2} \quad (124)$$

$$Z_{2н} = \frac{20}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (125)$$

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=5 \text{ м}$ .

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \tag{126}$$

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

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} \tag{127}$$

где  $r_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ )

$$z_2 = 0,1 + 0,26 + 0,035 = 0,395 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор трансформатора тока 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35$	$U_{\text{расч}} = 35$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{\text{ном}} = 600$	$I_{\text{расч}} = 403$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$Z_{2н} = 1,2$	$Z_{нр} = 0,395$	$Z_{2н} \geq Z_{нр}$
$V_{\text{к.ном}} = 1452$	$V_{\text{к.расч}} = 0,00002552$	$V_{\text{к.ном}} \geq V_{\text{к.расч}}$
$I_{\text{дин}} = 127$	$I_{\text{уд}} = 0,01$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Выбираем трансформатор тока ТПЛК – 10-У3-600 на секционной ячейке на стороне 10 кВ.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_k = I_{\text{ПО.К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (128)$$

$$B_k = 0,004^2 \cdot (1,5 + 0,055 + 0,01 + 0,03) = 0,00002552 \text{ кА}^2$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (129)$$

$$B_{\text{к.ном}} = 9,45^2 \cdot 3 = 0,00012936 \text{ кА}^2$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2н} = 30 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I_2^2} \quad (130)$$

$$Z_{2н} = \frac{20}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов формуле определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (131)$$

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

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=5 \text{ м}$ .

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (132)$$

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

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} \quad (133)$$

где  $r_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{конт}} = 0.1 \text{ Ом}$ )

$$z_2 = 0,1 + 0,26 + 0,035 = 0,395 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10$	$U_{\text{расч}} = 10$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{\text{ном}} = 200$	$I_{\text{расч}} = 193$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$Z_{2\text{н}} = 1,2$	$Z_{\text{нр}} = 0,395$	$Z_{2\text{н}} \geq Z_{\text{нр}}$
$V_{\text{к.ном}} = 268$	$V_{\text{к.расч}} = 0,00002552$	$V_{\text{к.ном}} \geq V_{\text{к.расч}}$
$I_{\text{дин}} = 74,5$	$I_{\text{уд}} = 0,01$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

### *Выбор и проверка трансформатора напряжения*

Трансформаторы напряжения выбираются:

- 1) по напряжению установки;
- 2)

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (134)$$

- 2) по конструкции и схеме соединения;
- 3) по классу точности;
- 4) по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном.} \quad (135)$$

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

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (136)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2расч}$ . Приближенно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2расч}$  можно определить по выражению.

При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп.}$$

За  $S_{доп}$  принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; а для схемы с двумя трансформаторами – удвоенная мощность одного трансформатора.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ. приведена в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки,	Число катушек	Cosφ	Sinφ	Ко-	Общая потребляемая мощность

		В·А					Р, Вт	Q ,ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д-304	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик АЭ	СА3-И674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик РЭ	СР4-И676	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Итого							20	29,2

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{20^2 + 29,2^2} = 35,39 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НКФ-110-II Т1. Устанавливаем два трансформатора напряжения на стороне 110 кВ.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор трансформатора напряжения 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$	$U_{расч} = 110$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$S_{ном} = 200$	$S_{расч} = 35,39$	$S_{ном} \geq S_{расч}$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ приведена в таблице 31.

Таблица 31. – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ.

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							Р, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	
Ввод 10 кВ от трансформаторов								

Продолжение таблицы 31

Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Варметр	Д-304	1,5	2	1	0	1	3	
Счетчик АЭ	СА3-И674	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Счетчик РЭ	СР4-И676	3	2	0,38	0,925	1	6	14,6
Линии 10 кВ								
Счетчик АЭ	СА3-И674	3	2	0,38	0,925	1	24	58,4
Счетчик РЭ	СР4-И676	3	2	0,38	0,925	1	24	58,4

Итого							66	146
-------	--	--	--	--	--	--	----	-----

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{66^2 + 146^2} = 160,22 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НОМ – 35-66У1. Устанавливаем 2 трансформатора напряжения на стороне 35 кВ по обе стороны сборных шин.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор трансформатора напряжения 35 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35$	$U_{расч} = 35$	$U_{ном} \geq U_{расч}$
$S_{ном} = 200$	$S_{расч} = 160,22$	$S_{ном} \geq S_{расч}$

## 2.7 Заземление и молниезащита

При эксплуатации воздушных линий электропередачи наблюдаются случаи перекрытия изоляции и отключение линии вследствие атмосферных перенапряжений, возникающих во время грозовых разрядов. Для защиты линий от этих воздействий были произведены обширные исследования возникновения и развития разрядов молнии и разработаны защитные мероприятия.

Основным средством молниезащиты является подвеска тросов вдоль всей линии электропередачи или вдоль ее части.

Линии напряжением 110-500 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены тросами по всей длине. Сооружение линий 110 – 330 кВ без тросов допускается в районах со слабой грозовой деятельностью – менее 20 часов в год, на отдельных участках с плохо проводящими грунтами и на участках трассы с толщиной стенки гололеда более 20 мм. Линии 35 кВ с металлическими и железобетонными опорами защищаются тросами только на подходах к подстанциям протяженностью 1 – 2 км, если на подстанциях установлены трансформаторы мощностью более 1600 кВА. Линии 35 – 220 кВ с деревянными опорами защищаются тросами только на подходах к подстанциям. Для линий напряжением до 35 кВ защита от грозовых перенапряжений не требуется.

Эффективность защиты проводов от прямых ударов молнии зависит, прежде всего, от защитного угла  $\alpha$  между вертикальной линией, проходящей через трос, и прямой, соединяющей точки подвеса троса и провода.

Защита тем надежней, чем меньше угол  $\alpha$ . Опыт эксплуатации показывает, что при  $\alpha \leq 20^\circ$  число прямых ударов в провод очень мало. При увеличении защитных углов с  $20^\circ$  до  $30^\circ$  число поражений проводов постепенно возрастает, но при  $30^\circ$  остается в приемлемых пределах.

При углах более  $30^\circ$  наблюдается резкое ухудшение защитного действия троса. Поэтому угол защиты на одностоечных опорах должен быть не более  $30^\circ$ . Некоторое ухудшение условий молниезащиты по сравнению с молниезащитой при оптимальном угле  $20^\circ$  допускается потому, что для обеспечения угла  $20^\circ$  необходимо значительное увеличение высоты и веса опоры, следовательно, и стоимости линии.

Этот перерасход не компенсируется достигаемым при этом улучшением условий молниезащиты.

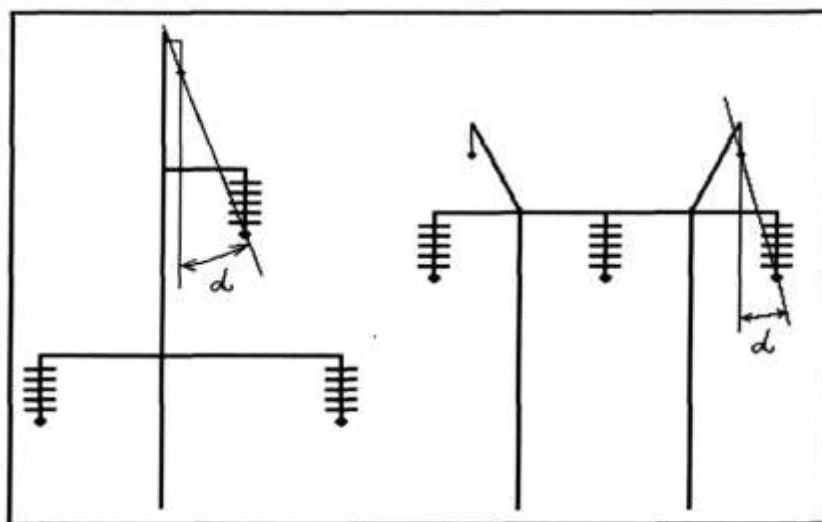


Рисунок 11 – Защитный угол молниезащитного троса

На воздушных линиях напряжением 150 кВ и ниже тросы подвешиваются, как правило, непосредственно на опорах при помощи линейной арматуры без изоляторов, а изолированное крепление троса производится только на анкерных опорах. На линиях напряжением 220 кВ и выше тросы подвешиваются при помощи изолятора, шунтированного искровым воздушным промежутком.



При ударе молнии в трос искровые воздушные промежутки пробиваются, и токи молнии отводятся в землю. Для повышения эффективности защиты около подстанций на участках линий 220 – 330 кВ длиной 2 – 3 км и линий 500 кВ длиной 5 км, примыкающих к подстанциям, тросы заземляются на каждой опоре.

Опоры, имеющие устройства молниезащиты, подлежат заземлению. Грунт, на котором проектируется сеть электроснабжения – суглинок. Удельное сопротивление грунта  $\rho = 100(\text{Ом} \cdot \text{м})$ . При установке опор ВЛ напряжением 110кВ и выше в грунтах с удельным сопротивлением  $\rho \leq 500(\text{Ом} \cdot \text{м})$  следует использовать арматуру железобетонных опор и пасынков в качестве естественных заземлителей без применения искусственных заземлителей, или в сочетании с ними.

Рассчитаем сопротивление искусственного заземлителя.

Заземление выполняем металлическим стержнем: стальной пруток

$d = 20\text{мм}$  при длине  $l = 5\text{м}$ ,

Рассчитаем импульсное сопротивление стержневого заземлителя.

Принимаем удельное сопротивление верхнего слоя почвы

100 Ом·м (суглинок), глубину заложения 0,7м,

Сопротивление одиночного заземлителя, в зависимости от вида, размеров и глубины заложения рассчитывается по формуле:

$$r_B = \frac{\rho_{\text{РАСЧ.В}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left( \ln \frac{2 \cdot l}{d} + 0.5 \ln \frac{4t + l}{4t - l} \right) \quad (137)$$

$$r_B = \frac{140}{2 \cdot \pi \cdot 5} \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0.02} + 0.5 \ln \frac{4 \cdot 3.2 + 5}{4 \cdot 3.2 - 5} \right) = 29.53 \text{ Ом}$$

где  $\rho$  – расчетное удельное сопротивление грунта

С учетом коэффициента сезонности находим:

$$\rho_{РАСЧ.В} = K_c \cdot \rho \quad (138)$$

где  $K_c$  – коэффициент сезонности

$$\rho_{РАСЧ.В} = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Примерное количество заземлителей:

$$r_0 = (2...3) \cdot r_{доп}; \quad (139)$$

$$r_0 = 2 \cdot 10 = 20 \text{ Ом}$$

где  $r_{доп} = 10$  Ом – допустимое сопротивление заземляющего устройства

$\eta$  – коэффициент использования или коэффициент экранирования между электродами.

Тогда примерное число одиночных необъединенных заземлителей, одинаковых по размерам и симметрично расположенных в однородном грунте:

$$n = \frac{r_B}{r_0} = \frac{29,53}{20} = 1,5 \quad (140)$$

Принимаем два стержневых заземлителя, расположенных на расстоянии 2,5м друг от друга и объединенных стальной полосой 40х4мм.

Округляем до ближайшего целого и по нему определяем  $\eta = 0,84$ , тогда:

$$n = \frac{r_B}{r_{доп} \cdot \eta} \quad (141)$$

$$n = \frac{29,53}{10 \cdot 0,84} = 3,52$$

Сопротивление полученных заземлителей:

$$r'_0 = \frac{r_B}{n \cdot \eta} \quad (142)$$

$$r'_0 = \frac{29.53}{3 \cdot 0.84} = 11.7 \text{ Ом}$$

Для расчета сопротивления растеканию полосы необходимо определить ее длину:

$$l_{\#} = a \cdot (n - 1) = 2,5 \cdot 2 = 5 \text{ м} \quad (143)$$

Определяем сопротивление соединительной полосы, используя табличные данные для заземлителя:

$$r_{II} = \frac{\rho_{РАСЧ.Г}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l} \ln \frac{8 \cdot l^2}{b \cdot t}; \quad (144)$$

$$r_{II} = \frac{140}{2 \cdot \pi^2 \cdot 5} \ln \frac{8 \cdot 5^2}{0,04 \cdot 0,72} = 12,55 \text{ Ом}$$

где  $b$  – ширина полосы, м.

С учетом коэффициента экранирования соединительной полосы  $\eta_2$ :

$$r'_{II} = \frac{r_{II}}{\eta_2} = \frac{12,55}{0,77} = 16,3 \text{ Ом} \quad (145)$$

Общее сопротивление заземления из стержневых заземлителей, соединенных полосой:

$$r = \frac{r'_0 \cdot r'_{II}}{r'_0 + r'_{II}} = \frac{11,7 \cdot 16,3}{11,7 + 16,3} = 6,81 \text{ Ом} \quad (146)$$

$r = 6,81 \text{ Ом} < r_{\text{дон}} = 10 \text{ Ом}$  - условие выполняется

Полученное сопротивление меньше требуемого, и оно повышает условия безопасности, принимаем этот результат как окончательный.

Проектируемая сеть является устройством без технологического производства, поэтому вредные выбросы в атмосферу отсутствуют.

Противопожарные мероприятия и пожарная защита запроектированы с «Указаниями по проектированию противопожарных мероприятий, систем пожаротушения и обнаружения пожара на энергетических предприятиях и объектах», утвержденных министерством энергетики и электрификации России и согласованных с начальником главного управления пожарной охраны МВД России.

Все опоры должны быть заземлены.

Железобетонные фундаменты опор могут быть использованы в качестве естественных заземлителей при осуществлении металлической связи между анкерными болтами и арматурой фундамента [9].

Измерение проводимости железобетонных фундаментов, подземных частей опор и пасынков должно производиться не ранее чем через два месяца после их установки.

## **2.8 Применение реклоузеров в линии СЦБ**

Основная проблематика на электроснабжения состоит в том, что при возникновении повреждения на любом участке происходит отключение защитного аппарата на отходящем фидере и все потребители на длительное время теряют питание.

Для локализации повреждения на фидер выезжает оперативная бригада и путем последовательных переездов и переключений разъединителей вручную выделяет поврежденный участок сети и запитывает остальных потребителей. Задействуется большое количество техники и персонала.

Время, затрачиваемое на переезды оперативных бригад, может достигать до нескольких часов, иногда суток. Уровень надежности

электроснабжения в данном случае может быть достаточно низким.

В последнее время для повышения надежности электроснабжения применяются ручное дистанционное секционирование воздушных линий 10кВ. Для этих целей устанавливаются телеуправляемые разъединители или пункты секционирования. В случае возникновения повреждения процесс его локализации полностью аналогичен местному подходу с той разницей, что все переключения выполняются дистанционно.

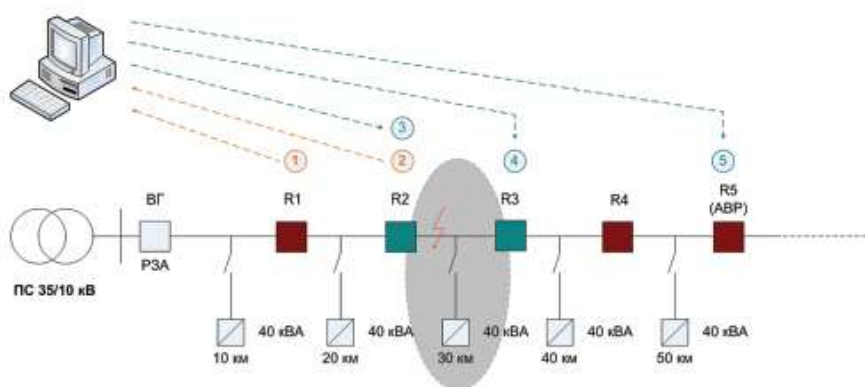


Рисунок 12 – Дистанционное управление аварийными режимами работы сети

ВГ – выключатель головной; АВР – автоматическое включение резерва; УР1-УР4 – управляемый разъединитель; 1-5 – Этапы поиска и локализации повреждения (телеуправление из удаленного диспетчерского пункта): 1-3 – поиск поврежденного участка; 4 – включение участка без повреждения; 5 – подача питания от сетевого резерва на участок без повреждения

Преимуществом дистанционного секционирования является сокращение затрат на многочисленные переезды оперативных бригад и содержание большого штата оперативного персонала. Сокращается время локализации повреждения. Существенным недостатком является необходимость 100% связи с каждым управляемым элементом сети. В случае выхода из строя канала связи сеть становится полностью неуправляемой и весь эффект от телемеханизации разъединителей теряется. При использовании дистанционного ручного управления аварийным режимом большую роль играет диспетчер, которому необхо-

димом постоянно контролировать мнемосхему электрической сети в случае возникновения аварийного режима проанализировать факт повреждения и правильно принять решение о ее реконфигурации.

### 3. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### **3.1 Защита электрических сетей и трансформаторов.**

На ГПП защита трансформатора, шин 10 кВ и отходящих линий, а также схема АВР выполнена на базе цифровой интегрированной защиты НТЦ «Механотроника» действующая в случае повреждения на шинах 10 кВ на отключение вводного масляного выключателя, в случае повреждения фидерной линии 10кВ на отключение фидерного масляного выключателя, в случае пропадания напряжения на одном из вводов на переключение, а также в случае повреждения в трансформаторе передает телеотключающий импульс на районную подстанцию и в бестоковую паузу производит отключение отделителя.

### **3.2 Цифровая интегрированная защита и автоматика распределительных сетей.**

В последнее время происходит интенсивное развитие микропроцессорной техники, которая всё более широко внедряется в энергетике. Рассмотрим цифровую интегрированную защиту и автоматику в распределительных сетях города.

Комплексные цифровые автоматические устройства на микропроцессорной элементной базе интегрированной защиты и противоаварийной автоматики, предназначенные для распределительных сетей напряжением 6-35 кВ, разрабатываются научно-производственной фирмой (НПФ) «Радиус» НИИ «Зенит» (г. Зеленоград) и научно-техническим центром (НТЦ) «Механотроника» (г. Санкт-Петербург). Они характеризуются высокими показателями технического совершенства и обладают широкими информационными и сервисными функциями, свойственными техническим средствам обработки информации цифровой вычислительной техникой.

НТЦ «Механотроника» - первое российское предприятие по разработке и производству микропроцессорных устройств релейной защиты, управления и противоаварийной автоматики для электрических сетей от 0,4 до 35 кВ.

Высококвалифицированные специалисты НТЦ «Механотроника» имеют многолетний опыт разработки и выпуска цифровых устройств управления и автоматики для промышленности. Разрабатываемая продукция выпускается заво-

дами «ЛЭМЗ» и «Электронмаш», которые имеют современное европейское технологическое оборудование по производству цифровой техники для промышленности и энергетики.

Разработки цифровых устройств РЗА проводятся НТЦ «Механотроника» по заданиям РАО «ЕЭС России», РАО «Газпром», предприятий МинАтома, железных дорог, в них принимают участие специалисты ведущих российских предприятий и энергосистем.

В разработках реализуются как традиционные решения, принятые в отечественной электроэнергетике, так и новые требования, не имеющие мировых аналогов.

Проектными организациям проводятся работы по привязке цифровых РЗА НТЦ «Механотроника» к ячейкам КРУ и КТП московского и самарского заводов «Электрощит», минского электротехнического завода и других предприятий, выпускающих распределительные устройства.

Цифровые РЗА НТЦ «Механотроника» не уступают многим зарубежным аналогам по техническим и эксплуатационным характеристикам, при этом их стоимость существенно ниже.

Серийный выпуск и промышленная эксплуатация изделий начаты в 1996 году. Первыми потребителями цифровых РЗА НТЦ «Механотроника» являются: «Ленэнерго», «Колэнерго», «Камчатэнерго», «Лентрансгаз», ЛАЭС, «Воронежэнергоавтоматика», «Комиэнерго», Октябрьская Ж.Д., ЛенМетрополитен.

Микропроцессорные устройства защиты и автоматики НПЦ  
«МЕХАНОТРОНИКА».

- направленной трехступенчатой максимальной токовой защиты
- защиты с комбинированным пуском по напряжению
- направленной защиты от однофазных замыканий на землю
- защиты от несимметрии и от обрыва фазы питающего фидера
- индивидуальной защиты минимального напряжения
- логической защиты шин
- определение направления мощности



- определение места повреждения
- резервирование отказов выключателя
- двукратное автоматическое повторное включение
- автоматическое включение резерва с восстановлением
- схемы нормального режима
- выполнение команд от внешних защит
- автоматическое осциллографирование аварий
- самодиагностика

БМРЗ предназначен для защиты и управления вводных и секционных выключателей, воздушных и кабельных линий электропередачи, трансформаторов до 6,3 МВА, электродвигателей 6-10 кВ, мощностью до 4 МВт, пунктов секционирования и сетевого автоматического включения резерва.

БМРЗ - цифровое устройство, не уступающее мировым стандартам, построено на самой современной элементной базе, осуществляет весь комплекс защит присоединения и, обеспечивая простоту и надежность в эксплуатации, не требует специального технического обслуживания.

Гибкая аппаратно-программная архитектура БМРЗ позволяет адаптировать устройство к индивидуальным требованиям каждого заказчика.

На базе БМРЗ легко создаются любые сетки вторичных схем. БМРЗ может управлять одним или несколькими коммутационными аппаратами (выключателями) со стандартными схемами управления, а также выключателями типа ВВ-ТЭЛ. Обеспечивается контроль положения, исправности и ресурса выключателя.

Связь БМРЗ с АСУ позволяет дистанционно вести настройку БМРЗ, измерения, управление и контроль присоединения.

Во время работы блок осуществляет автоматическую самодиагностику и выдает сигнал при обнаружении неисправности. Расширенная проверка работоспособности блока может быть произведена оператором в режиме "Тест".

Память блока, после снятия питающего напряжения, обеспечивает хранение уставок и конфигурации защит в течение всего срока службы. Хранение

параметров девяти последних аварийных событий, информации об общем количестве, а также о времени пусков и срабатываний защит, количестве отключений выключателя и циклов АПВ обеспечивается, без питания, в течение 200 часов.

Смена конфигурации защит, блокировок и уставок осуществляется с санкционированным доступом с пульта блока или дистанционно.

При срабатывании защиты автоматически фиксируется осциллограмма действующих значений 5 аналоговых сигналов и временная диаграмма 8 дискретных сигналов. Длина осциллограммы 9 с, предыстория - 1 с, дискретность - 10 мс.

Имеется возможность организации технического учета электроэнергии в комплекте со счетчиком с телеметрическим выходом.

#### Автоматика

- Местное и дистанционное управление выключателем
- Блокировка многократных включений
- Логическая защита шин
- УРОВ
- Выполнение команд от внешних защит: АЧР/ЧАПВ, дифференциальных защит трансформатора и шин, дуговой защиты
- Автоматическое и дистанционное переключение двух программ уставок.

#### Измерения и контроль

- Фазные токи
- Максимум фазного тока
- Активная и реактивная составляющие тока прямой последовательности
- Линейные или фазные напряжения
- Активная и реактивная мощность
- Частота
- Ток и напряжение нулевой последовательности
- Ток и напряжение обратной последовательности
- Счетчик аварийных отключений

- Суммарный ток отключений по фазам
- Счетчик пусков и срабатываний каждой защиты
- Счетчик успешных и неуспешных циклов АПВ

### **3.3 Преобразователи измерительные ток-напряжение ПИТ**

Преобразователи выполняют функции гальванической развязки и масштабирующего преобразования переменного тока в переменное напряжение. Основное назначение - работа в точной измерительной аппаратуре вместо измерительных трансформаторов тока.

Схема преобразователя содержит трансформатор тока и активный преобразователь ток-напряжение, а также схему тестирования. Конструктивно преобразователи выполнены в виде печатной платы с элементами, помещенной в пластиковый корпус. Подключение преобразователей осуществляется пайкой к контактным площадкам печатной платы. Входы сильноточных модификаций преобразователей) выполнены изолированным проводом сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Преобразователи измерительные напряжение - напряжение ПИН.

Преобразователи выполняют функции гальванической развязки и масштабирующего преобразования переменного напряжения в переменное напряжение. Основное назначение - работа в точной измерительной аппаратуре вместо измерительных трансформаторов напряжения.

Схема преобразователя содержит трансформатор тока и активный преобразователь ток-напряжение, а также схему тестирования (опционно). Конструктивно преобразователи выполнены в виде печатной платы с элементами, помещенной в пластиковый корпус. Подключение преобразователей осуществляется пайкой к контактным площадкам печатной платы.

**Блок питания комбинированный БПК-2**

Назначение

Блок питания комбинированный БПК-2 предназначен для питания аппаратуры релейной защиты и автоматики выпрямленным оперативным током на подстанциях без аккумуляторных батарей.

БПК-2 обеспечивает заряд блока конденсаторов для управления катушкой отключения выключателя.

БПК-2 получает питание от одного или двух трансформаторов напряжения (или трансформаторов собственных нужд), а также от трансформаторов тока защищаемого присоединения.

#### Возможности

Питание оперативным выпрямленным током устройств релейной защиты линий (6-10)кВ, в том числе микропроцессорных.

Заряд накопительной электрической емкости выпрямленным током ограниченной величины до номинального значения напряжения  $=400$  В. Сигнализация снижения напряжения заряда замыканием контактов сигнального реле.

Обеспечение надежной работы при изменении входного напряжения от 50% до 120% от его номинального значения без использования питания от трансформаторов тока. При снижении входного напряжения ниже 50% от его номинального значения - обеспечение надежной работы с использованием питания от трансформаторов тока в диапазоне входного тока от 7А до 150А.

### **3.4 Блок микропроцессорный центральной сигнализации**

#### Назначение и область применения

БМЦС предназначен для применения в системах центральной сигнализации электрических подстанций, оборудованных цифровыми или электромеханическими устройствами РЗА, в различных отраслях ТЭК и промышленности.

БМЦС позволяет собрать, обработать, наглядно отобразить и оперативно передать информацию о состоянии объекта, а также быстро и удобно изменить конфигурацию системы сигнализации.

#### Функции

Прием и отображение аварийной сигнализации с обеспечением повторности действия;

Прием и отображение предупредительной сигнализации, в том числе с центральной выдержкой времени, с обеспечением повторности действия;

Прием и отображение сигналов от отдельных датчиков;

Передача информации об изменении состояния сигнальных контактов;  
Выдача сигналов обобщенной сигнализации: “Авария”, “Предупредительный”, “Звонок”, “Сирена”, “Отказ БМЦС”;

Непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностика) в течение всего времени работы;

Технические возможности

Прием и индикация 32 входных сигналов, в том числе прием групповых сигналов от шинок ШЗА, ШЗП1, ШЗП2, ВШ (аналог реле импульсной сигнализации).

Прием как импульсных, так и длительных сигналов.

Регистрация событий.

Встроенное звуковое сигнальное устройство.

Местное и дистанционное квитирование сигналов.

Программная регулировка выдержки времени на пуск каждого входа.

Местный и дистанционный ввод уставок и конфигурации.

Санкционированный доступ к изменению уставок и конфигурации.

Режим ручного тестирования.

Связь по двум стандартным последовательным каналам связи RS 232 и RS 485.

Включение в АСУ в качестве подсистемы нижнего уровня.

БМЦС запоминает не менее 100 событий. В регистре фиксируются тип событий и астрономическое время их наступления. Разрешающая способность по времени не более 10 мс. В каждом канале предусмотрен счетчик событий, увеличивающийся на единицу при каждом событии.

При отсутствии оперативного тока длительность хранения набора уставок, а также программируемой конфигурации в памяти блока - неограничена, аварийной информации - не менее 200 часов. При наличии оперативного тока длительность хранения информации не ограничена.

Блок может размещаться на дверце релейного шкафа или панели и удобен при установке и монтаже. Габаритные размеры, не более : 230\*205\*250 мм. Вес блока не более 5 кг.

Разработка выполнена по техническому заданию и при участии ЦСРЗА “Ленэнерго” и СУ “ЛенОЭГ” согласованному РАО “ЕЭС России” и РАО “Газпром”.

Блоками БМРЗ оснащаются ячейки КРУ Московского и Самарского заводов «Электроцит». БМРЗ используются на распределительных подстанциях, тяговых подстанциях железных дорог, компрессорных станциях РАО «Газпром», тепловых и атомных электростанциях, на промышленных предприятиях, метрополитене и других объектах.

Производственные мощности НТЦ “Механотроника” совместно с заводами “ЛЭМЗ” и “Электронмаш” позволяют выпускать до 5 тысяч устройств в год.

Использование цифровой интегрированной защиты и автоматики распределительных сетей позволяет увеличить качество контроля процессов, протекающих в системах электроснабжения, повысить уровень надёжности электроснабжения всех потребителей электроэнергии особенно наиболее ответственных потребителей, вести контроль и своевременно реагировать на изменение параметров качества электроэнергии, поддерживая эти показатели в рамках ГОСТ 13109-97, уменьшить время ликвидации повреждений, за счёт более быстрого обнаружения места повреждения и т.д.

## 4 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

### 4.1 Безопасность

4.1.1 Мероприятия и средства по обеспечению безопасности труда на ГПП при проведении работ по эксплуатации и ремонту оборудования. Защита от прикосновения к токоведущим частям. (ПУЭ гл. 4.1;4.2).

Проектом предусмотрено ограничение территории ОРУ – 110 кВ внешним забором высотой 2м., предусмотрено ограждение токоведущих частей смешанными ограждениями высотой 2м. (для ОРУ) и высотой 1,9м.

Для ЗРУ с размером ячейки сети 20×20 мм. Ограждения запираются на замок. Конструкция шкафов КРУ – 2-10-20 обеспечивает защиту обслуживающего персонала от случайного прикосновения к токоведущим и подвижным частям (степень защиты I Р-20). Все токоведущие части после выведения подвижного элемента в ремонтное положение закрываются автоматически штоками, имеющими устройство для запираения на замок. При проектировании ОРУ, ЗРУ, ТП, РЩ соблюдены изоляционные расстояния предписанные ПУЭ гл. 4,1; 4,2.

Защита от прикосновения к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением. (ПУЭ гл. 1.7).

Проектом предусмотрено защитное заземление для электроустановок 110 кВ с эффективно заземленной нейтрально и 10 кВ с изолированной нейтралью. Зануление – для установок 0,4 кВ с глухо заземленной нейтрально. Выравнивание потенциала путем устройства контуров заземления ОРУ, ЗРУ, ТП и других зданий.

Контроль изоляции (ПУЭ 1,6; 1,2).

В сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью предусмотрен непрерывный контроль изоляции с действием на сигнал, с последующим контролем асимметрии напряжения. Для этого используются вторичные обмотки трансформатора напряжения НТМИ 10 соединение в разомкнутый треугольник.

Применение малого напряжения (ПУЭ гл. 1.7.30; 1.7.33; 1.7.44, ПТБ и ПТЭ гл. Б-38).

В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных предусмотрена сеть малого напряжения 36В, питаемая от понижающих трансформатора.

Эта сеть используется для питания светильников местного освещения и ручных электросветильников.

Для особо опасных помещений предусмотрена установка понижающих трансформаторов 220/12 В

Электрическое разделение сети. (ПУЭ 1.7.31; 1.7.32; 1.7.44, ПТЭ и ПТБ гл. Б38).

Для питания электроинструментов предусмотрены трансформаторы с вторичным напряжением:

220В – для инструмента класса I;II;

36В – для инструментов класса III.

Таблица 34 – Комплектирование РУ защитными средствами

На РУ выше 1000В предусмотрены:	
указатели напряжения 220 кВ	1 шт.
110 кВ	4 шт.
10 кВ	2 шт.
изолирующие клещи 10 кВ	1 шт.
диэлектрические перчатки выше 1000В	4 пары
боты	2 пары
временные ограждения	5 к-тов
предупредительные плакаты	6 к-тов
защитные очки	2 шт
противогазы	2 шт
комплекты переносных заземлений – 220кВ	2 к-та
110 кВ	2 к-та
10 кВ	4 к-та
диэлектрические подставки	8 шт
На РУ до 1000В предусмотрены:	
указатель напряжения	2 шт
изолирующие клещи	1 шт
монтерский инструмент	2 к-та
диэлектрические боты	2 пары
диэлектрические коврики	4 шт
Продолжение таблицы 34	
временные ограждения	2 к-та
комплекты переносных заземлений	2 к-та
защитные очки	1 шт
противогаз	1 шт



Защита от электрической дуги.

(Гост 12.2.007.0-75; 12.2.007.3-75; 12.2.007.4-75. ПУЭ гл. 4.2).

Выключатели и приводы снабжены указателями выключателя, а также сигнализацией положения. Приводы разъединителей снабжены механическими указателями положения главных и заземляющих ножей с подписями о включении и отключении.

Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашены, а красный цвет, рукоятки других приводов в цвет оборудования.

Предусмотрена оперативная блокировка выключателей и разъединителей, не допускающая одновременного включения главной цепи заземления.

В шкафах КРУ 2-10-20 предусмотрена блокировка, не допускающая перемещений выдвижного элемента из контрольного положения в рабочее, при включенных ножах заземляющего разъединителя; включение выключателя при положении выдвижного элемента в промежутке между контрольным и рабочим положением; вкатывание и выкатывание выдвижного элемента с разъединителями или разъединяющими контактами под нагрузкой.

Защита от механических травм подвижными частями оборудования.

(ГОСТ 12.2.007.0-75; ПУЭ гл. 5.3)

Детали приводов коммутационных аппаратов закрыты кожухами.

Оболочки закрывают опасную зону и снимаются только при помощи инструмента. При открывании и закрывании дверей и люков оболочки, исключается возможность прикосновения к движущимся частям проводов. Вращающиеся части электродвигателей и части, соединяющие электродвигатели с механизмами (муфты, шкивы) ограждены от случайных прикосновений.

Выбранные электродвигатели имеют степень защиты в зависимости от условий окружающей среды помещений:

- для помещений с нормальной средой 1Р20;
- для открытых установок 1Р44;
- для помещений сырых или особо сырых 1Р43.

4.1.2 Микроклимат производственных помещений.

Санитарно-гигиенические условия работы в энергоустановках ГПП, определяются условиями микроклимата в помещениях, наличием пыли или её отсутствием, газов, шума, вибрации.

Для создания нормальных условий труда на производстве согласно СП2.2.3670-20 предусматривается комплекс санитарно-гигиенических мероприятий. Объем производственных помещений, приходящихся на одного рабочего не менее  $15\text{ м}^3$ . (для легкой физической работы с категорией энергозатрат Ia – Ib) Площадь помещений для одного работника вне зависимости от вида выполняемых работ должна составлять не менее  $4,5\text{ м}^2$ .

На ГПП предусмотрен постоянный дежурный персонал, в помещении персонала, поддерживается определенная температура при помощи нагревательных приборов:

а) летом  $20-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  с влажностью 40-60 % и скоростью движения воздуха до  $0,5\text{ м/с}$ ;

б) зимой  $17-19\text{ }^{\circ}\text{C}$  с влажностью воздуха от 40-60 % и скоростью движения воздуха не более  $0,3\text{ м/с}$ .

В помещениях ТП предусмотрена вентиляция, которая осуществляется через специальные внутренние металлические решетки. Вентиляция осуществляется за счет разницы внутренней и внешней температуры.

Освещение ГПП.

Согласно СП 52.13330.2016 в электроустановках освещенность обеспечивается не менее 200 лк при комбинированном и 150 лк при общей освещенности. Для наружного освещения предусматриваются прожекторы ПЭС – 45. Для проведения работ, при ликвидации аварии и для эвакуации людей предусмотрено аварийное освещение.

#### 4.1.3 Объект анализа.

В качестве объекта анализа выбрана главная понизительная подстанция (ГПП) 110/35/10 кВ, питающая сельское поселение Возжаевка. На ГПП распо-

ложены: коммутационная аппаратура 110 кВ, два трансформатора ТДТН–16000/110/35/10, ОРУ 110 кВ, 35кВ, ЗРУ 10 кВ.

ГПП находится на расстоянии 500м от жилой застройки села

Анализ потенциальной опасности объекта для персонала и окружающей среды.

При эксплуатации оборудования на ГПП могут иметь место опасные и вредные производственные факторы, анализ которых приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Опасные и вредные производственные факторы.

№ п/п	Факторы и место их действия.	Фактическое значение фактора. Последствия воздействия.	Нормируемое значение фактора. ПДУ. ПДК. ПДД.					
			Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояния от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м		
1	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	110 кВ, 10 кВ, 0.4 кВ переменного тока и 110 В постоянного тока. Общие и местные электротравмы, электрический ожог, механические травмы.	ГОСТ 12.1.038-82 (1996). Максимальное значение силы тока и время его протекания по телу человека U=400 В, I=500 мА, t=0.1 с I=250 мА, t=0.1 с I=125 мА, t=0,2 с I=100 мА, t=0,4 с I=50 мА, t=1,0 с					
2	Электрическая дуга. ОРУ. КРУ. РЩ.	Возможность возникновения открытой дуги: при коротком замыкании. Ожог. Пожар.			Не нормируется (без прикосновения)	1,0		
			До 1	В остальных электроустановках				
			1-35				0,6	1,0
			60, 110				1,0	1,5
			Отсутствие открытой дуги. Нормированные расстояния между токоведущими частями. ГОСТ 12.2.007.2-85 ГОСТ 12.2.007.9-93 (МЭК 510-1-84) ГОСТ 12.1.004-85, ПУЭ. В электроустановках до 1000В					
3	Подвижные части производственного оборудования. Вентиляторы обдува трансформаторов, приводы выключателей и отделителей.	Скорость движения достигает больших значений. Механические травмы.	Не нормируется.					
4	Пониженная и повышенная температура, влажность, подвижность воздуха. ОРУ, КРУ – 10 кВ, аккумуляторная, ка-	Температура –30° +50° С. Относительная влажность воздуха 100%. Скорость движения воздуха от 0 до	В открытых установках не нормируется. В холодное время года: в помещении диспетчера температура - 18-20 °С, влажность - 60-40%, скорость движения воздуха 0,2 м/с В теплое время года: в помещении диспетчера тем-					

№ п/п	Факторы и место их действия.	Фактическое значение фактора. Последствия воздействия.	Нормируемое значение фактора. ПДУ. ПДК. ПДД.
	бельные помещения.	3 м/с и более. Перегрев или переохлаждение организма, заболевание дыхательных путей, переутомление.	температура – 20-22 °С, влажность - 60-40%, скорость движения воздуха 0,2 м/с  ГОСТ 12.1.005-88.
5	Недостаточная освещенность рабочей зоны. КРУ – 10 кВ, аккумуляторная.	Различные значения освещенности, утомляемость органов зрения, травматизм.	$E_{\min} = 30$ лк - в РУ на щите. $E_{\min} = 10$ лк - в КРУ. $E_{\min} = 2$ лк - в аккумуляторной. СП 52.13330.2016.
6	Повышенная загазованность рабочей зоны. Помещение аккумуляторной.	Концентрация газов и паров в воздухе рабочей зоны превышает допустимые нормы. Отравления и профессиональные заболевания.	ПДК (мг/м) – серная кислота – 1. ГОСТ 12.1.005-88 (1991).
7	Повышенный уровень шума на рабочем месте. Охлаждение трансформаторов	Уровень звука (децибел) на постоянных рабочих местах – трансформаторы с охлаждением – 88. Заболевание органов слуха, нервной системы и др.	ПДУ (децибел) на постоянных рабочих местах и зонах –78. ГОСТ 12.1.003-2014
8	Взрывопожароопасные концентрации горючих газов, паров жидкостей. Аккумуляторная, маслянные трансформаторы.	Горючие газы – водород. Горючие жидкости – масло трансформаторное. Взрыв. Пожар.	Кондиционный нижний предел воспламенения (НКВП), % об: водород – 4.09. Температура вспышки ( $T_{всп}$ ) масло трансформаторное - 140°С. ГОСТ 12.1.004-91 (1999).

## 4.2 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 4.2.1 Загрязнение атмосферы.

Возможное загрязнение атмосферы диоксидом серы происходит от аккумуляторной в процессе заряда аккумуляторов. Концентрация паров незначительна но из-за больших объемов вентиляционного воздуха валовые количества вредных веществ, поступающих в атмосферу могут быть значительными. Из-за небольшой высоты выброса, рассредоточенности и плохой очистки возможно загрязнение территории ГПП

#### 4.2.2 Загрязнение водоемов.

На ГПП сосредоточено большое количество трансформаторного масла. При эксплуатации ГПП трансформаторное масло может попасть со сточными водами в водоемы. Это может произойти при нарушении технологии проведения ремонтных и профилактических работ. Указанные загрязнения попадают в водоемы вместе с поверхностным стоком в результате выпадения атмосферных осадков и таяния снегов. Кроме того, атмосферные осадки сорбируют загрязнения из атмосферы, которые также попадают в водоемы.

#### 4.2.3 Загрязнение почвы.

Возможны загрязнения почвы отходами электромонтажных работ и нефтепродуктами (бензин, растворители, смазки), а также хлорированными дефенилами (пропитка изоляции конденсаторных батарей), ртутью (вышедшие из строя газоразрядные лампы и некоторые приборы содержат ртуть). Хлорированные дефенилы сохраняются в почве и на дне водоемов в течение 10-30 лет, создавая длительный отравляющий эффект. Особенно опасна ртуть т.к. она обладает кумулятивным эффектом

#### 4.2.4 Энергетические загрязнения.

Оборудование ГПП, ЛЭП являются источниками энергетического загрязнения окружающей среды:

- электрическое поле промышленной частоты;
- шум вентиляторов;
- гул трансформаторов.

4.2.5 Мероприятия и средства по защите окружающей среды от воздействия оборудования ГПП.

Организационные мероприятия:

Составление экологического паспорта ГПП в соответствии с требованиями ГОСТ Р. 17.0.0.06-2000 Определение ширины санитарно-защитной зоны.

Своевременное проведение ремонтов и технического обслуживания оборудования.

Ежедневный осмотр оборудования.

Контроль за режимами работы.

Технические мероприятия.

Предусматриваются маслоприемники, расположенные под трансформаторами. Для предотвращения попадания масла в почву выполняется гидроизоляция. Предусмотрена очистка поверхностного стока перед сбросом его в ливневую канализацию. Очистные сооружения содержат: песколовку, нефтеловушку и фильтр с загрузкой котельным шлаком.

### **4.3 Чрезвычайные ситуации**

Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций в результате взрывов, пожаров, поражений молнией.

ГПП расположена в районе по следующим климатическим условиям:

- толщина стенки гололеда – 10 мм (2 район);
- скоростной расчетный напор ветра – 40 н/м на высоте 15 метров;
- низшая годовая температура воздуха – 40 °С;
- температура воздуха при гололедно-изморозевом образовании – 5 °С;
- число грозových часов в году – 58 ч.;
- среднегодовое число ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> поверхности – 6;
- нормативная глубина промерзания почвы – 143 см.;
- климат района относится к умеренному.

Наличие вышеприведенных климатических условий может привести к следующим повреждениям на подстанции:

А) Обрыв проводов, троса, склёстывание проводов в результате действия сильного ветра или обледенения. Вероятность возникновения данного повреждения в схеме электроснабжения составляет  $P_1=0.045$ , 1/км·год.

Б) Повреждение оборудования при прямых попаданиях молнии в результате атмосферных перенапряжений. Вероятность возникновения данного повреждения в схеме электроснабжения составляет  $P_1=0.002$ , 1/элемент·год.

Данные повреждения могут привести к возникновению пожара на подстанции и повреждению оборудования.

Взрывоопасным является помещение аккумуляторной (зона класса В-1а). При зарядке аккумуляторов и неисправной вентиляции может создаваться взрывоопасная концентрация водорода (4-75 %).

Особо опасны в пожарном отношении кабельные линии, изоляция которых является горючим материалом. Возникающие в кабельных помещениях пожары быстро распространяются в другие помещения, сопровождаясь повышенной температурой до 600-800 °С и большим выделением дыма.

Источником взрывов и пожаров могут быть неисправности или аварии электрооборудования (трансформаторов, выключателей) из-за внутренних повреждений и неправильных оперативных переключений, в результате возможен выброс горящего трансформаторного масла и распространение пожара на большую площадь.

При дуговых замыканиях на землю в сети 10 кВ могут возникнуть внутренние перенапряжения, что может привести к повреждению оборудования.

Определение периода, за который можно ожидать выхода из строя ПС 110/35/10 кВ .

Для этого необходимо определить ожидаемое число повреждений в год, которые будут приводить к отключению ПС 110/35/10 кВ. К ним относятся:

- повреждения питающей линии 110 кВ;
- повреждение оборудования на ПС 110/35/10 кВ при прямых попаданиях молнии;
- отказ релейной защиты при КЗ на ПС 110/35/10 кВ.

Ожидаемое число повреждений питающей линии 110 кВ в год, при которых должны работать защитные устройства на ПС 110/35/10 кВ равно:

Число ударов молнии в 100км ВЛ 110 кВ

$$n_{уд} = 6,7 \cdot 100 \cdot 6h_{cp} \cdot 10^{-3} = 120,6$$

где  $h_{cp}$  – средняя высота подвеса провода=30 м

Годовое число ударов молнии в линию длиной  $l=10$  км при числе грозовых часов в год  $D_r=58$  часов.

$$n_{год} = n_{уд} \cdot l/100 \cdot D_r/100 = 120 \cdot 10/100 \cdot 58/100 = 6 \text{ ударов в год.}$$

Число отключений линии на 100 км со 100 грозовыми часами в год

$$n_{\text{откл}}=4 \cdot h_{\text{ср}} \cdot P_{\text{пер}} \cdot n=10/100 \cdot 58/100 \cdot 4 \cdot 30 \cdot 0,045,0,7=0,189,$$

где  $n$  – вероятность возникновения устойчивой дуги =0,7

Ожидаемое число повреждений оборудования на ПС 110/35/10 кВ при прямом попадании молнии составляет:

$$ПМ=0.002.$$

Ожидаемое число отказов РЗ на ПС 110/10 кВ при КЗ составляет:

$$ПРЗ=0.04.$$

Получаем ожидаемое число повреждений:

$$П=ПП+ПМ+ПРЗ=0,189+0,002+0,04=0,231.$$

Таким образом, период за который в среднем можно ожидать одного перерыва питания ПС 110/35/10 кВ, равен:

$$T=1/0,231=4,3 \text{ года.}$$

Из этого следует, что чем меньше перерывов питания на ПС 110/35/10 кВ, тем больше вероятность корректной работы потребителей первой категории электроснабжения.

Мероприятия и средства по обеспечению безопасности в аварийных ситуациях.

Для защиты всего оборудования, установленного на ГПП используются комплекты релейной защиты.

Защита от прямых ударов молний осуществляется с помощью заземленных вертикальных стержневых молниеотводов высотой 19 м, в количестве 4 штук. Для защиты трансформаторов от грозовых волн, набегающей с линий, применены вентильные разрядники. Защита от коммутационных перенапряжений также осуществляется разрядниками.

Для предотвращения образования горючей смеси и взрывоопасной среды предусмотрено:

- Оборудование аккумуляторной вентиляции;
- Устройство маслоприемников под масло напольным оборудованием.



Для предотвращения образования в горючей среде источников зажигания предусмотрено:

- выбор оборудования по условиям к.З.
- выбор проводов и кабелей в соответствии с требованиями ПУЭ;
- выбор электрооборудования в соответствии с классом взрыво и пожаро-опасных зон;
- защита электрических сетей от токов к.З. и перегрузок;
- релейная защита трансформаторов от внутренних повреждений: дифференциальная, газовая;
- молниезащита зданий, сооружений, ГПП;
- защита от статического электричества.

Проектом предусмотрена противопожарная защита

- обеспечение необходимой степени огнестойкости здания и сооружений и пределов огнестойкости стен, дверей, перекрытий. Маслоприёмники под силовыми трансформаторами, установленными в ОРУ, рассчитаны на 100 % объема масла.

Защитное устройство, предупреждающее о повреждении бака трансформатора при внезапном повышении внутреннего давления более 5кпа, устройство обеспечивает выброс масла вниз. Зона выброса не захватывает места расположения оборудования, обслуживаемого при эксплуатации. Противопожарный водопровод в ОРУ, питается от внешней сети водоснабжения.

Стационарное устройство автоматического пожаротушения в ОРУ. В помещениях устанавливаются датчики, реагирующие на появление дыма и повышенной температуры. Для того применяются автоматические пожарные извещатели АТИМ-3, АТИМ-1, тепловые извещатели дифференциального типа СДПУ-1. В помещения ГПП и предусмотрены пожарные краны, огнетушители, ящики с песком и противопожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). Для тушения пожара предусмотрены огнетушители ОУ-5, ОУ-8.

На специальных щитах предусмотрены следующие противопожарные средства:

Таблица 36 – Противопожарные средства

лом	1 шт.
ведро	1 шт.
топор пожарный	1 шт.
лопата	1 шт.
багор	1 шт.
огнетушитель ОУ-8	1 шт.
огнетушитель ОУ-5	1 шт.
ящик с песком	1 шт.

#### 4.3.1 Инструкция по поведению персонала в чрезвычайных ситуациях.

Данная инструкция составлена в соответствии с ГОСТами по безопасности в чрезвычайных (аварийных) ситуациях [ГОСТ Р 22.х.хх-хх].

Инструкция о действиях оперативного и ремонтного персонала (рабочих и ИТР) цеха электроснабжения в чрезвычайной (аварийной) ситуации в системе электроснабжения районной ПС 110/35/10 кВ.

Данная инструкция устанавливает следующий порядок действий в аварийной или чрезвычайной ситуации:

Мастер смены по обслуживанию электрооборудования или лицо, его заменяющее, получив сведения об аварии (чрезвычайной ситуации) в системе электроснабжения районной ПС 110/35/10 кВ, далее ПС, включает сирену оповещения для персонала цеха.

Заместитель начальника цеха по автоматике, старший мастер ОДС (оперативно-диспетчерской службы), старшие мастера и мастера ремонтных участков цеха, услышав сигнал, немедленно прибывают в помещение оперативного персонала для выяснения места и обстоятельств аварии (чрезвычайной ситуации).

Мастер смены докладывает об аварии (чрезвычайной ситуации) старшему мастеру ОДС и заместителю начальника цеха по РЗАиТ. Старший мастер ОДС принимает на себя руководство по ликвидации аварии (чрезвычайной ситуации) и направляет оперативный персонал на ПС для восстановления схемы электроснабжения.

Заместитель начальника цеха по силовому электрооборудованию остается на своем месте и получает информацию от лица, которое принимает на себя руководство по ликвидации аварии (чрезвычайной ситуации), контролирует ход локализации аварийной (чрезвычайной) ситуации и ставит в известность отдел главного энергетика и диспетчера ПС. При необходимости заместитель начальника цеха по силовому электрооборудованию принимает на себя руководство по ликвидации аварии. В случае отсутствия в данный момент на месте - сообщает о месте своего нахождения по телефону.

Под руководством старшего мастера ОДС ведутся все записи оперативных переговоров и оперативных переключений в оперативном журнале в хронологическом порядке. Все переговоры ведутся с записью на магнитофон. Переговоры с ОДС электроснабжающих сетей ведет старший мастер ОДС или мастер смены.

Мастер смены, если он направлен на место аварии, поддерживает связь со старшим мастером ОДС и дежурными электромонтерами на объектах, охваченных аварийной (чрезвычайной) ситуацией.

Дежурный персонал смены, не занятый на выполнении операций по восстановлению схемы электроснабжения, выполняет указания старшего мастера ОДС.

По звуковому сигналу аварийной (чрезвычайной) обстановки в системе электроснабжения все водители автомашин, находящиеся в данный момент в пределах цеха, немедленно прибывают в помещение оперативного персонала в распоряжение старшего мастера ОДС.

Старшие мастера и мастера по ремонту электрооборудования участка, на котором произошла авария (чрезвычайная ситуация), при необходимости могут быть направлены старшим мастером ОДС на место аварии и определяют ее характер и меры по ликвидации аварии. О своих планах докладывают старшему мастеру ОДС, заместителю начальника цеха по силовому электрооборудованию, заместителю начальника цеха по автоматике, и независимо от времени,

организуют ремонтный персонал на работу по ликвидации аварии (чрезвычайной ситуации) и к восстановлению электрооборудования.

При наличии оперативно-ремонтного персонала и старшего мастера участка, т.е. лиц, имеющих право вести оперативные переключения, согласно утвержденного списка на объектах электроснабжения, на котором произошла авария (чрезвычайная ситуация), восстановление электроснабжения потребителей от резервных источников, локализация и ликвидация аварии (чрезвычайной ситуации) производится этими лицами под руководством старшего мастера участка, с предварительным согласованием со старшим мастером ОДС.

В зависимости от объема работ по ликвидации последствий аварии, по указанию зам. начальника цеха по силовому электрооборудованию, заместителя начальника цеха по РЗАиТ, может быть привлечен персонал других ремонтных участков или, по согласованию с главным энергетиком, персонал электроремонтного цеха и централизованного энергоремонтного цеха.

Начальник цеха электроснабжения поддерживает связь с заместителями начальника цеха и контролирует принятые решения и мероприятия, направленные на восстановление нормальной схемы электроснабжения потребителей и ликвидацию последствий аварии (чрезвычайной ситуации).

На главных ПС, при сложных переключениях по ликвидации аварии (чрезвычайной ситуации) и восстановлении электроснабжения, связанных действиями оперативного персонала с цепями и устройствами защиты и автоматики, обязательно присутствие мастера по ремонту соответствующего участка, до окончания восстановления нормальной схемы электроснабжения потребителей.

В вечернее и ночное время, в выходные и праздничные дни ликвидацию аварии (чрезвычайной ситуации) производит состав соответствующей смены под руководством мастера смены по обслуживанию электрооборудования, с учетом категории надёжности и ответственности отключенных потребителей. При невозможности ликвидации производственной неполадки (аварии, чрезвычайной ситуации) составом смены, мастер смены обязан вызвать в ЦЭС соответствующую ремонтную бригаду (специалистов МЧС) с уведомлением дис-

петчера ПС. Мастер смены обязан доложить о случившемся диспетчеру ПС, администрации цеха и, в случае длительного простоя ответственных потребителей или серьезных последствий аварии (чрезвычайной ситуации), главному энергетiku ПС.

При полном обесточении ПС или отдельной группы ПС и при последующей подаче напряжения, восстановление нормальной схемы электроснабжения потребителей производить в последовательности, учитывающей категорию надёжности электроснабжения и ответственность потребителей:

Первая очередь.

Водоприемники и водооборотные системы, насосные станции и станции перекачки, компрессорные станции сжатого воздуха, городские сети, связи с ТЭС, группы промышленных потребителей, имеющих в своих составах потребителей 1-ой категории надёжности, потребители на ПС.

Вторая очередь.

Потребители второй категории надёжности.

Третья очередь.

Прочие потребители 3-ей категории надёжности.

Все переключения по восстановлению электроснабжения и ликвидации аварии (чрезвычайной ситуации), и производство работ по ликвидации последствий аварии (чрезвычайной ситуации) производятся согласно требований «Правил эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Звуковой сигнал аварийной ситуации в системе электроснабжения снимается оперативным персоналом после прибытия в диспетчерский зал ИТР цеха.

Световой сигнал снимается оперативным персоналом после ликвидации последствий аварии и восстановления нормальной схемы электроснабжения всех потребителей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Оптимизация системы электроснабжения напряжением 10 кВ Благовещенского района Амурской области с применением реклоузеров» был произведен расчет электрических нагрузок на вводах в жилые и общественно-административные здания, расположенные на территории села Возжаевка, а также нагрузок улич-

ного и внутриквартального освещения. Кроме того, определена, с учетом коэффициентов участия в максимуме нагрузок, общая электрическая нагрузка села, по которой, впоследствии найдена мощность трансформаторных подстанций и их количество.

В связи с тем, что основную часть потребителей в сельском поселении составляют электроприемники II категории, то, трансформаторные подстанции приняты двухтрансформаторными.

Расчетным путем было определено, что для села Возжаевка наиболее выгодно применение четырех трансформаторных подстанций. С учетом допустимого коэффициента перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме, объекты электроснабжения в селе были распределены между принятыми трансформаторными подстанциями.

Используя графоаналитический метод, было определено наиболее выгодное месторасположение трансформаторных подстанций - в центре электрических нагрузок, относительно которого с учетом архитектурных соображений и требований пожарной безопасности, и определилось действительное месторасположение трансформаторных подстанций.

Внутри поселковые трассы линий намечаются с учетом выбранного расположения зданий села. Эти трассы должны в основном располагаться вдоль контуров зданий, под пешеходными дорожками, по возможности, не пересекать зоны озеленения, спортивные и детские площадки и т.п.

Здания в непосредственной близости, от которых располагается ТП, следует питать отдельными линиями и не включать эти здания в

магистральные схемы

Распределительная сеть низкого напряжения выполняется по двухлучевой схеме (для потребителей I и II категории), которая является наиболее надежной и простой для данной застройки села и радиальной схеме для потребителей III категории. Применение двух параллельных магистральных линий обеспечивает надежность питания, необходимую для потребителей II категории только в сочетании с секционированием шин ВРУ 380В здания. Надежность,

необходимая для потребителей I категории, при данной схеме обеспечивается лишь при условии установки АВР на вводе к электроприемнику.

Для питания электроприемников были выбраны кабельные линии, по соответствующим расчетным электрическим нагрузкам линий в нормальных и послеаварийных режимах работы на основе технических ограничений допустимого нагрева и допустимых потерь напряжения, а также с учетом применения минимальных сечений по условиям механической прочности (в условиях монтажа и эксплуатации). Для прокладки в сети 380В выбран кабель с пластмассовой изоляцией типа АПВБШп сечением 35 ... 185 мм<sup>2</sup>.

Распределительная сеть среднего напряжения выполнена по схеме встречного включения магистралей. Для сети 10 кВ выбран кабель марки АПвПуг (одножильный кабель с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена) сечением 70...120мм<sup>2</sup>.

Также в дипломном проекте были рассмотрены вопросы качества напряжения на электроприемниках жилых и общественных зданий села.

Все расчеты в дипломной работе велись на основе нормативно-технической литературы.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ВСН 59-88. Издания. Электрооборудование жилых и общественных зданий. - М. : Стройиздат, 1990. – 87 с.

2 ГОСТ 14209-85 №1 от (рег.) «Срок действия продлен». Издания. Трансформаторы силовые масляные общего назначения; введ. 1985–07–01. – Москва : Допустимые перегрузки трансформаторов; М. : Изд-во стандартов 2002. -3 с.



3 Долин, П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатом-издат, 1984. – 448 с.

4 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. – М. : АО РОСЭП, 1996. – 47с.

5 Кнорринг, Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг. – Л. : Энергоиздат, 1981. – 283с.

6 Козлов, В. А. Справочник по проектированию электроснабжения городов : моногр. / В. А. Козлов, Н. И. Билик. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат, 1986. – 256 с.

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

8 Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, поселков (кварталов) застройки и элементов распределительной сети. Изменения и дополнения раздела 2 "Расчётные электрические нагрузки" Инструкции по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94. – М. : МНТОЭ, 1999. – 23с.

9 Правила устройства электроустановок / Главгосэнергонадзор России / – М. : Главгосэнергонадзор, 1998. – 607 с.

10 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций.: Учебник для техникумов. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин– 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

11 Строительные нормы. Инструкция по проектированию наружного освещения городов, посёлков и сельских населённых пунктов. СН 541-82/ Госгражданстрой. – М. : Стройиздат, 1982. – 23с.

12 Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение. СП 52.13330.2016. (Проект. взамен "СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение").

13 Справочная книга по светотехнике / под ред. Ю. Б. Айзенберга. М. : Энергоатомиздат, 1995. – 472с.

14 Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576с.

15 Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. профессоров МЭИ: И. Н. Орлова (гл. ред.) и др.) 7-е изд., испр. и доп. – М. : энергоатомиздат, 1988. – 880с.