

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 25 » 06 \_\_\_\_\_ 2020 г.

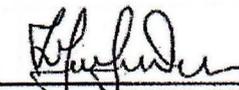
**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения жилого района города Благовещенск с центром питания подстанция Портовая

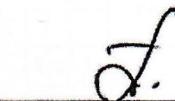
Исполнитель  
студент группы 642-об3

  
\_\_\_\_\_ 18.06.2020. А.О.Ставнистов  
подпись, дата

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ 20.06.2020. Ю.В. Мясоедов  
подпись, дата

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ 19.06.2020 А.Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
\_\_\_\_\_ 22.06.2020 Н.С.Бодруг  
подпись, дата

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 15 » 04 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Ставиштова Алексея  
Алеговича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Реконструкция системы электроснабжения жилого района  
города Благовещенск с центром питания подстанции Портовая.  
(утверждено приказом от 23.03.2020 № 6574ч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22 июня 2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по  
предыдущей практике, генерал. план г. Благовещенск, однопольная  
схема системы электроснабжения г. Благовещенск, однопольная схема ПС Портовая

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Общая характеристика района проектирования, расчет и обоснование электротехнических  
показателей, выбор оборудования, расчет экономических показателей при модернизации

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 чертежей 4 таблицы

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

А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 15 апреля 2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Масогуев Ю.В. профессор, к.т.н.  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):  15 апреля 2020  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 стр., 8 рисунков, 30 таблиц, 109 формул, 21 источник, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДОВ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, УДЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАГРУЗКИ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ,

В представленной работе разработан один из наиболее оптимальных вариантов увеличения надежности системы электроснабжения жилого района города «Благовещенск» в «Амурской области», в частности имеющей центр питания ПС 110/10 кВ «Портовая».

В ходе выполнения работы проведены основные расчет и определены нагрузки на трансформаторных подстанциях, рассматриваемой системы электроснабжения, принято решение о сохранении существующей схемы питания ТП. Определены нагрузки приведенные к стороне высокого напряжения ТП. Выбраны современные кабельные линии и в последствии проверены по условиям протекания токов короткого замыкания на термическую и динамическую стойкость.

При выполнении работы было решено значительное количество задач связанных с определением экономической эффективности инвестиций в модернизацию системы электроснабжения.

Определены основные производственные факторы при работе в действующих эл. установках.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

ТП – трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности;

КЛЭП – кабельная линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ПС – подстанция;

МЗ -микропроцессорная защита электрооборудования;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района расположения объектов	9
2 Характеристика существующей схемы электроснабжения в районе расположения объектов	10
2.1 Краткая характеристика источников питания	10
2.2 Краткая характеристика системы электроснабжения 10 кВ	11
3 Разработка вариантов развития сети внешнего электроснабжения	21
4 Расчет низковольтной нагрузки	23
5 Проверка коэффициентов загрузки и выбор трансформаторов ТП	28
6 Определение расчетных нагрузок приведенных к стороне ВН трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ	32
7 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ	35
8 Проверка сечений КЛ по термической стойкости	38
9 Выбор компенсирующих устройств ПС «Портовая»	42
10 Расчет токов короткого замыкания	44
11 Реконструкция ПС «Портовая»	50
11.1 Выбор электрического оборудования	50
11.2 Проверка выключателей 110 кВ	50
11.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	52
11.4 Выбор разъединителей 110 кВ	53
11.5 Выбор высокочастотного заградителя связи	54
11.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ	54
11.7 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	56
11.8 Выбор трансформаторов тока	56
11.9 Выбор трансформаторов напряжения	59
11.10 Выбор трансформаторов собственных нужд	61
11.11 Выбор гибкой ошиновки	62
11.12 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ	62

11.13 Выбор опорных изоляторов	64
12 Расчет устройств молниезащиты ПС	66
13 Расчет устройств заземления	69
14 Защита трансформатора ТМН 10000/110/10	72
14.1 Дифференциальная защита	72
14.2 Защита от перегрузки	74
14.3 Максимальная токовая защита	75
14.4 Газовая защита	75
15 Телемеханика	76
16 Безопасность и экологичность	80
16.1 Безопасность работы	80
16.2 Экологичность работы	94
16.3 Чрезвычайные ситуации	96
17 Затраты на реализацию проекта	100
Заключение	102
Библиографический список	103
Приложение А Расчет нагрузок	106
Приложение Б Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов	107
Приложение В Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ	108
Приложение Г Расчет нагрузки на стороне ВН ТП	109

## ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа рассматривает вариант реконструкции электрической сети напряжением 10 кВ с центром питания ПС 110/10 «Портовая» города «Благовещенск» в «Амурской области»

Целью данной работы является определение наиболее выгодного как с экономической точки зрения, так и с точки зрения надежности электроснабжения варианта развития электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС 110/10 «Портовая»

Актуальность работы заключается в периодической необходимости модернизации и реконструкции существующих систем электроснабжения городов в связи с увеличением нагрузок, а так же с появлением современных материалов для электротехнической продукции.

Современные материалы имеют более длительные сроки эксплуатации нежели устаревшие, так же к особенностям можно отнести низкую эксплуатационную стоимость которая выражается в годовых издержках.

Новое оборудование позволяет повысить и надежность системы электроснабжения, т.к. вероятность выхода из строя гораздо ниже нежели устаревшее оборудование которое практически исчерпало свой ресурс.

Данная работа посвящена выбору и проверке такого современного оборудования на рассматриваемой системе электроснабжения которая бы соответствовало всем предъявляемым к нему требованиям по экономичности долговечности и надежности.

Данные требования распространяются как на сетевое так и на подстанционное оборудование которое так же нуждается в замене.

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач: разработка варианта развития сети напряжением 10 кВ с целью соответствия всем предъявляемым требованиям, определение электрических нагрузок на стороне низкого напряжения трансформаторных подстанций рассматриваемого участка сети, в соответствии с расчетными

данными выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов на ТП; расчет сечений и выбор типа проводников в сети 10 кВ.

Определение результирующих нагрузок на шинах низкого напряжения ПС «Портовая», с учетом расчета и компенсации реактивной мощности и последующей проверкой силовых трансформаторов в центре питания.

Так же в работе предусматривается провести выбор современного и надежного коммутационного и измерительного оборудования на ПС «Портовая» в связи с модернизацией, с последующей его проверкой по условиям стойкости к токам короткого замыкания.

К дополнительным задачам следует отнести расчет параметров надежности электроснабжения ПС «Портовая».

Расчет уставок защит устанавливаемых на силовых трансформаторах.

Расчет параметров надежности после реконструкции.

Так же в работе уделено внимание экономическим аспектам реализации данного проекта и аспектам безопасности при работе в электроустановках электротехнического персонала.

При выполнении данной работы в частности текстовой, графической части и математических расчетов использовались такие программные продукты как Microsoft Visio, Microsoft Word, Microsoft Excel, Math soft Mathcad.

Ожидаемые результаты от выполнения данной работы это получение основных данных о необходимых экономических инвестициях необходимых для реализации проекта, определение данных о фактических нагрузках в характерных узлах сети и данных о технических характеристиках оборудования необходимого для установки на рассматриваемых объектах

# 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

Одними из основных исходных данных для района реконструкции является его климатическая характеристика, от нее зависят такие важные параметры как капиталовложения и эксплуатационные издержки.

Так же в зависимости от климатической характеристики производится выбор оборудования которое должно по своим характеристикам соответствовать местности.

Основные климатические данные для выбора электротехнического оборудования приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м <sup>2</sup> )	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см <sup>3</sup> ), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0
Число грозных часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Климатические данные района, определены по картам климатического районирования с учетом действующих нормативных материалов (с повторяемостью 1 раз в 25 лет) и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанции «Благовещенск».

Указанные данные используем в дальнейших расчетах

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

### 2.1 Краткая характеристика источника питания

Так же рассмотрим в данном разделе схему внешнего электроснабжения ПС «Портовая», однолинейная схема представлена на рисунке 1.

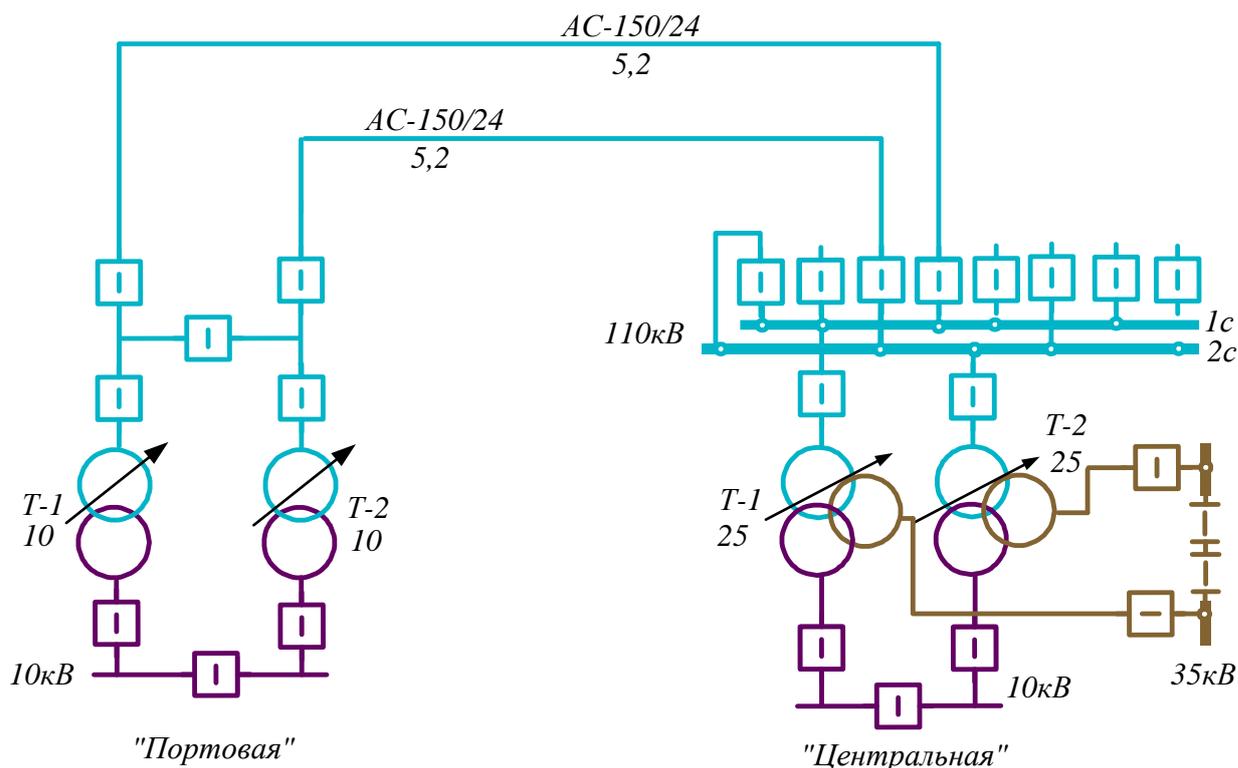


Рисунок 1 – Схема внешнего электроснабжения ПС «Портовая»

Распределительное устройство высокого напряжения ПС Портовая выполнено по схеме «две секции с секционным выключателем» и получает питание по двух цепной ВЛ 110 кВ выполненной проводом марки АС 150/24 (сечением алюминиевой оболочки 150 мм<sup>2</sup> и стального сердечника 24 мм<sup>2</sup>) протяженностью 5,2 км от распределительно устройства ПС «Центральная».

Большое количество выключателей неоправданно в данном случае, т.к. ПС «Портовая» является тупиковой.

Достаточно выполнить РУ ВН по схеме «сдвоенный блок линия трансформатор».

Это позволит снизить издержки при эксплуатации и ремонтах оборудования, освободить часть территории, т.к. стоимость земельных участков в центре города довольно высока, в дальнейшем при модернизации данной ПС будет предложен вариант реконструкции данного РУ до более простого.

На ПС «Портовая» установлено два двух обмоточных трансформатора номинальной мощностью 10 МВА типа ТМН 10000 110/10 – трехфазные с системой охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла и устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), номинальным напряжением 110/10 кВ.

На стороне низкого напряжения применена схема аналогичная той что имеется на стороне ВН, но следует отметить что в данном случае применяется автоматика ввода резерва, которая подает питание на обесточенную секцию шин 10 кВ (например при отключении силового трансформатора) от резервного источника – соседней секции.

## **2.2 Краткая характеристика системы электроснабжения 10 кВ**

Рассмотрим подробно план зданий и сооружений в рассматриваемом районе города «Благовещенск».

План разделен на 5 кварталов в каждом из которых имеется одна или несколько трансформаторных подстанций, практически все двух трансформаторные за исключением ТП 69.

В таблице 2 представлено подробное описание потребителей электрической энергии с указанием номера на плане и их характеристик.

Это такие основные характеристики потребителей электрической энергии как удельная мощность нагрузки приходящаяся либо на единицу площади либо на одного единичного потребителя, данный параметр представлен в виде активной мощности, реактивная мощность рассчитывается с помощью

дополнительного параметра – коэффициента мощности который так же представлен в данной таблице.

Далее при определении мощности нагрузки на шинах низкого напряжения трансформаторных подстанций будут использоваться данные в таблице 2.

Таблица 2 – Описание потребителей эл. энергии

№ п/п	Наименование и параметры объекта		Единица измерения	Уд. Нагр. кВт/ед	Коэффициент мощности	
	Число подъездов	Число квартир			cosφ	tgφ
1	2	3	4	5	6	7
<b>Жилые здания</b>						
	Четырнадцатэтажный дома					
80	1	112	квартира	1,935	0,98	0,2
	Девятиэтажные дома					
64	1	72	квартира	2,545	0,98	0,2
	Пятиэтажные дома					
30,57,56, 78,15	6	90	квартира	1,650	0,98	0,2
31,34,26	5	75	квартира	1,875	0,98	0,2
32,33,87, 23,16,	4	60	квартира	2,1	0,98	0,2
63	3	60	квартира	2,1	0,98	0,2
95	8	120	квартира	1,472	0,98	0,2
89	7	105	квартира	1,493	0,98	0,2
88	2	40	квартира	2,6	0,98	0,2
86,71	1	40	квартира	2,6	0,98	0,2
	Трехэтажные дома					
37,46	1	12	квартира	4,3	0,98	0,2
98	2	18	квартира	3,7	0,98	0,2
49	12*12	1	квартира	14,5	0,98	0,2
	Двухэтажные дома					
59,93,84, 83	1	6	квартира	5,9	0,98	0,2
58,52,53, 54,55,51, 47,48	12*12	1	квартира	14,5	0,98	0,2
	Одноэтажные дома					
104,67	1	3	квартира	10	0,98	0,2
66,65,99, 100,101, 102,81	10*10	1	квартира	4	0,98	0,2
<b>Жилые здания со встроенными потребителями</b>						
	Жилой многоквартирный комплекс					
35	5	117	квартира	1,476	0,98	0,2
	магазин «Амазонка»		м <sup>2</sup> торгового зала (70)	0,25	0,8	0,75

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
	магазин «М-Арт»		м <sup>2</sup> торгового зала (130)	0,25	0,8	0,75
	магазин «Е.Мі»		м <sup>2</sup> торгового зала (70)	0,25	0,8	0,75
	гостиница «Фортуна»		30 мест	0,46	0,85	0,62
	типография «Деловое Приамурье»		м <sup>2</sup> торгового зала (71)	0,46	0,85	0,62
	Шестиэтажные дома					
85	8	192	квартира	1,371	0,98	0,2
	магазин «Wildberries.ru»		м <sup>2</sup> торгового зала (60)	0,25	0,8	0,75
	магазин «Николя»		м <sup>2</sup> торгового зала (60)	0,25	0,8	0,75
	магазин «Давай наливай»		м <sup>2</sup> торгового зала (80)	0,25	0,8	0,75
	Фотомастерская		площадь м <sup>2</sup> (101)	1,5	0,97	0,25
	сауна «Престиж»		площадь м <sup>2</sup> (100)	3	0,92	0,43
	водно-оздоровительный центр «АкваБейби»		площадь м <sup>2</sup> (252)	6	0,92	0,43
	супермаркет «Парус»		м <sup>2</sup> торгового зала (130)	0,16	0,9	0,75
	супермаркет «Чистый мир»		м <sup>2</sup> торгового зала (113)	0,16	0,9	0,75
	магазин «Серышевский»		м <sup>2</sup> торгового зала (80)	0,25	0,8	0,75
	торгово-экономическая компания «Алгон»		площадь м <sup>2</sup> (38)	0,054	0,87	0,57
	бухгалтерско-юридическая компания «С.Бизнес»		площадь м <sup>2</sup> (80)	0,054	0,87	0,57
	транспортно-логистическая компания «New Easy Way»		площадь м <sup>2</sup> (55)	0,054	0,87	0,57
	компания по продаже автозапчастей «ТракМаркетАмур»		площадь м <sup>2</sup> (80)	0,054	0,87	0,57
	строительство многоквартирных домов «Хотей-СтройИнвест»		площадь м <sup>2</sup> (57)	0,054	0,87	0,57
таможенный представитель «С.В.Т.С.-ГАРАНТ»		площадь м <sup>2</sup> (90)	0,054	0,87	0,57	
77	2	36	квартира	2,725	0,98	0,2
	медицинский центр «ГЛАВВРАЧ»		площадь м <sup>2</sup> (1428)	0,07	0,92	0,43

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
	Строй-Транс-Сервис		площадь м <sup>2</sup> (96)	0,054	0,87	0,57
	Пятиэтажные дома					
9	Общежитие	мест	54,8 квТ	-	0,98	0,2
	Кафе «Минутка»		площадь м <sup>2</sup> (150)	1,04	0,98	0,2
29	5	105	квартира	1,493	0,98	0,2
	стоматологический центр «Фея Стом»		площадь м <sup>2</sup> (186)	0,07	0,92	0,43
	парикмахерская «Студия красоты Светланы Колосовой»		площадь м <sup>2</sup> (90)	1,5	0,97	0,25
	стоматологическая клиника «Экстра-стом»		площадь м <sup>2</sup> (110)	0,07	0,92	0,43
	салон-парикмахерская «Найс»		площадь м <sup>2</sup> (90)	1,5	0,97	0,25
	магазин «Светлячок»		м <sup>2</sup> торгового зала (91)	0,25	0,8	0,75
	магазин «ГТО спортмаг»		м <sup>2</sup> торгового зала (273)	0,16	0,9	0,48
	парикмахерская «Рада»		площадь м <sup>2</sup> (87)	1,5	0,97	0,25
	Городской архив		площадь м <sup>2</sup> (192)	0,054	0,87	0,57
38	3	45	квартира	1,475	0,98	0,2
	частный детский сад «Продлёнка»		40 мест	0,46	0,97	0,25
	оптово-розничная компания «Чеситрейд»		площадь м <sup>2</sup> (153)	0,25	0,8	0,75
60	3	45	квартира	2,175	0,98	0,2
	супермаркет «Прима»		м <sup>2</sup> торгового зала (210)	0,25	0,8	0,75
94	5	75	квартира	1,875	0,98	0,2
	магазин «Классик»		м <sup>2</sup> торгового зала (80)	0,25	0,8	0,75
	магазин «Сибиряк»		м <sup>2</sup> торгового зала (105)	0,25	0,8	0,75
14	4	60	квартира	2,1	0,98	0,2
	справочная служба «Бизнес-Справка Дальнего Востока»		площадь м <sup>2</sup> (633)	0,054	0,87	0,57
	жилищно-коммунальные услуги «Городская управляющая компания-ГУК 2»		площадь м <sup>2</sup> (96)	0,054	0,87	0,57
	комплекс бытовых услуг «Каролина»		площадь м <sup>2</sup> (40)	0,16	0,9	0,48
	учебный центр «Знание»		площадь м <sup>2</sup> (72)	0,17	0,92	0,43

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
	маркетплейс товаров и услуг «ТуМаркет»		площадь м <sup>2</sup> (60)	0,16	0,9	0,48
	магазин «Эльф»		площадь м <sup>2</sup> (56)	0,25	0,8	0,75
	парикмахерская «VALERY»		площадь м <sup>2</sup> (87)	1,5	0,97	0,25
	натяжные потолки «Небосвод»		площадь м <sup>2</sup> (40)	0,054	0,87	0,57
Четырехэтажные дома						
28	2	24	квартира	3,1	0,98	0,2
	миниаркет «Калина»		м <sup>2</sup> торгового зала (74)	0,16	0,9	0,48
	магазин «Погребок»		м <sup>2</sup> торгового зала (65)	0,25	0,8	0,75
12	2	24	квартира	3,1	0,98	0,2
	детская поликлиника №3		площадь м <sup>2</sup> (785)	0,07	0,92	0,43
	парикмахерская «Престиж»		площадь м <sup>2</sup> (60)	1,5	0,97	0,25
	супермаркет «Любимый»		площадь м <sup>2</sup> (71)	0,16	0,9	0,48
	сеть аптек «Семейная аптека»		площадь м <sup>2</sup> (74)	0,16	0,9	0,48
13	4	48		2,4	0,98	0,2
	кафе «Русская изба»		площадь м <sup>2</sup> (120)	1,04	0,98	0,2
<b>Коммунально – бытовые потребители</b>						
75	Бизнес-центр		площадь м <sup>2</sup> (7552)	0,054	0,87	0,57
103	Кафе «Маргарита»		площадь м <sup>2</sup> (170)	1,04	0,98	0,2
	Компания «SamurayAvto»		площадь м <sup>2</sup> (27)	0,054	0,87	0,57
	Компания «Гаражсервис»		площадь м <sup>2</sup> (26)	0,054	0,87	0,57
	Компания «СТК-Лидер»		площадь м <sup>2</sup> (32)	0,054	0,87	0,57
	Компания «Мастер Цой»		площадь м <sup>2</sup> (30)	0,054	0,87	0,57
	Компания «Альфа-СПК»		площадь м <sup>2</sup> (27)	0,054	0,87	0,57
	Компания по комплексному обслуживанию предприятий		площадь м <sup>2</sup> (30)	0,054	0,87	0,57
	Студия ремонта «Славянский союз»		площадь м <sup>2</sup> (25)	0,054	0,87	0,57
	Центр сертификации «Рассвет Амур»		площадь м <sup>2</sup> (27)	0,054	0,87	0,57

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
	Компания «Фарватер»		площадь м <sup>2</sup> (25)	0,054	0,87	0,57
	Союз развития международной торговли		площадь м <sup>2</sup> (25)	0,054	0,87	0,57
	Агентство недвижимости «Теремок»		площадь м <sup>2</sup> (25)	0,054	0,87	0,57
	Компания «Про-Бухгалтер»		площадь м <sup>2</sup> (22)	0,054	0,87	0,57
82	Центр судебных экспертов		площадь м <sup>2</sup> (352)	0,054	0,87	0,57
68	Магазин «Бирюса»		площадь м <sup>2</sup> (112)	0,16	0,9	0,48
	Стоматологический центр «Белоснежка»		площадь м <sup>2</sup> (70)	0,07	0,92	0,43
	Офисный центр		площадь м <sup>2</sup> (1500)	0,054	0,87	0,57
73	Магазин		площадь м <sup>2</sup> (100)	0,25	0,8	0,75
	Парикмахерская		площадь м <sup>2</sup> (70)	1,5	0,97	0,25
	Торговая компания		площадь м <sup>2</sup> (400)	0,054	0,87	0,57
50	Магазин		площадь м <sup>2</sup> (72)	0,25	0,8	0,75
	Рекламное агентство		площадь м <sup>2</sup> (83)	0,054	0,87	0,57
	Студия красоты		площадь м <sup>2</sup> (67)	1,5	0,97	0,25
1	Супермаркет «Наш Универсам»		площадь м <sup>2</sup> (700)	0,25	0,8	0,75
	Магазин «Два шага»		площадь м <sup>2</sup> (70)	0,25	0,8	0,75
	Спортивная школа		площадь м <sup>2</sup> (400)	0,17	0,92	0,43
	Поликлиника		площадь м <sup>2</sup> (800)	0,07	0,92	0,43
	Мини-бар «Пивница»		площадь м <sup>2</sup> (60)	0,25	0,8	0,75
	Магазин «АвтоМоторс»		площадь м <sup>2</sup> (50)	0,16	0,9	0,48
	Бар «Мюлер»		площадь м <sup>2</sup> (55)	0,25	0,8	0,75
	Магазин «Одна цена»		площадь м <sup>2</sup> (67)	0,25	0,8	0,75
	Компания «Stend28.rus»		площадь м <sup>2</sup> (600)	0,054	0,87	0,57
	Автостоянка		20 мест	0,5	0,96	0,29

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
70	Склад		площадь м <sup>2</sup> (100)	0,02	0,92	0,43
17	Склад		площадь м <sup>2</sup> (216)	0,02	0,92	0,43
45	Фитнес-клуб		площадь м <sup>2</sup> (1500)	0,17	0,92	0,43
	Компания по аренде авто		площадь м <sup>2</sup> (1000)	0,054	0,87	0,57
	Учреждения образования					
90	2 этажа детский сад «Надежда»		место(100)	0,46	0,97	0,25
22	3 этажа школа №14		учащийся(1500)	0,25	0,95	0,33
21	Спортивная школа		учащийся(200)	0,17	0,92	0,43
11	Гимназия №1		учащийся(500)	0,25	0,95	0,33
7	Техникум(Корпус А)		учащийся(1000)	0,46	0,9	0,5
6	Техникум(Корпус Б)		учащийся(1000)	0,46	0,9	0,5
8	Техникум(Корпус В)		учащийся(400)	0,46	0,9	0,5
4	Техникум(Корпус Г)		учащийся(200)	0,46	0,9	0,5
5	Техникум (склады)		м <sup>2</sup> (500)	0,16	0,9	0,48
	Гаражи			0,5	0,96	0,29
36,27	16		гараж	0,5	0,96	0,29
20,40,97,7 9	13		гараж	0,5	0,96	0,29
41,61	20		гараж	0,5	0,96	0,29
43	4		гараж	0,5	0,96	0,29
42	6		гараж	0,5	0,96	0,29
44,74,19,9 2,91,72	9		гараж	0,5	0,96	0,29
62	17		гараж	0,5	0,96	0,29
96,18	43		гараж	0,5	0,96	0,29
25	30		гараж	0,5	0,96	0,29
24	23		гараж	0,5	0,96	0,29
39	50		автостоянка	0,5	0,96	0,29
3	40		автостоянка	0,5	0,96	0,29
69	3		гараж	0,3	0,96	0,29
105	Спортивные площадки		м <sup>2</sup> (5000)			
	Парки					
106	Учебный корпус		м <sup>2</sup> (9100)	0,015	0,9	0,5

Как видно из таблицы основную массу нагрузки в рассматриваемом районе представляют жилые, учебные здания, и небольшая часть торговых и сервисных площадей и гаражи.

План представлен на рисунке 2.

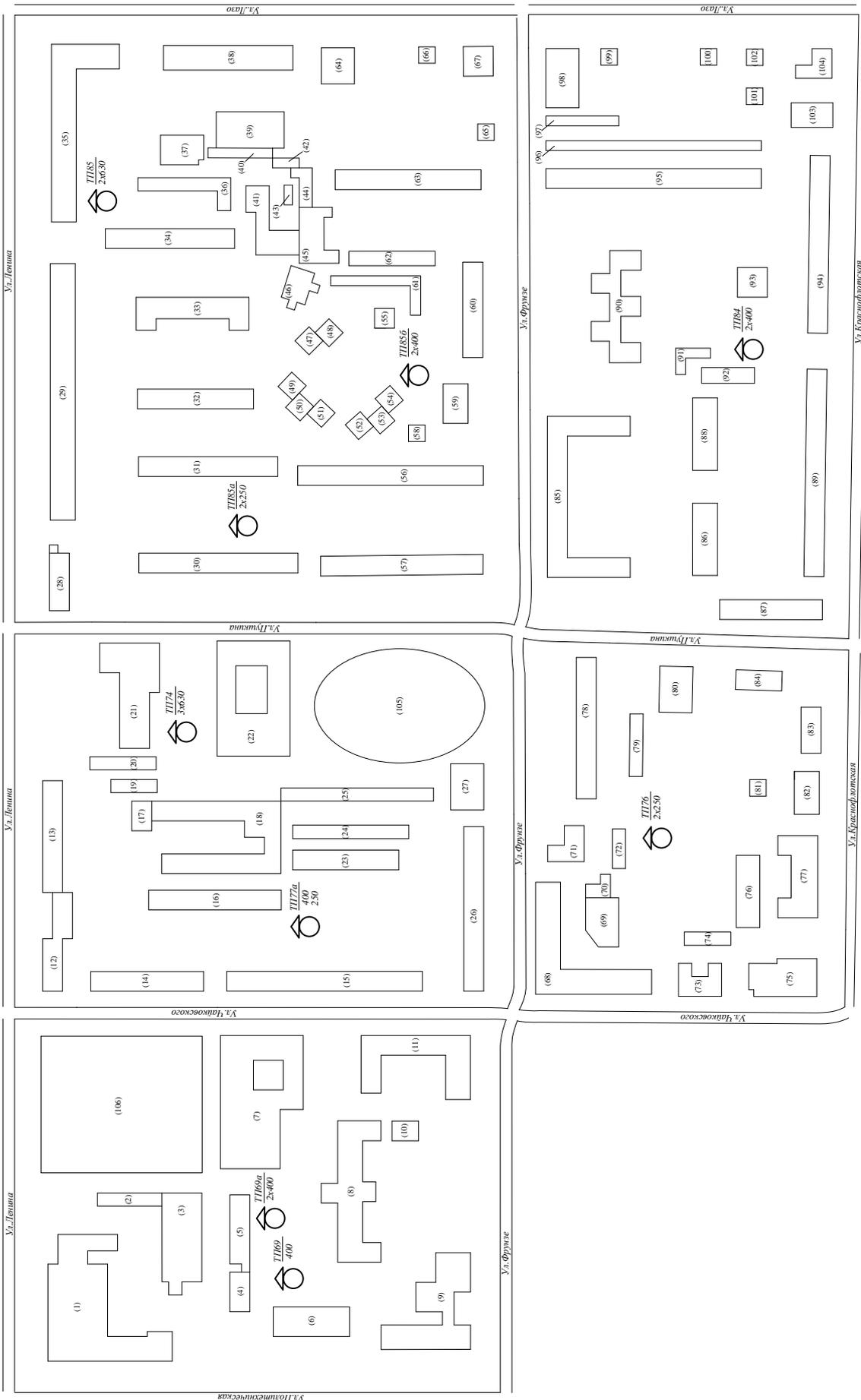


Рисунок 2 - План расположения зданий

Рассмотрим подробно существующую схему электроснабжения в рассматриваемом районе города «Благовещенск».

На представленной схеме имеется значительно количество трансформаторных подстанций в большинстве своем это двух трансформаторные номинальной мощностью от 250 до 630 кВА, но так же имеется одна трех трансформаторная ТП 74.

Тип установленных трансформаторов - ТМ (трехфазный с естественной циркуляцией воздуха и масла), номинальное напряжение стороны ВН-10 кВ, стороны НН 0,4 кВ, имеют устройство регулирования напряжения без возбуждения (ПВВ) предназначенное для изменения его величины при различных уровнях нагрузки либо при его изменении на стороне ВН.

Представленная схема является весьма разветвленной с большим количеством связей в виде кабельных линий.

Питание участка осуществляется от четырех фидеров 10 кВ ПС «Портовая», два из которых питают распределительный пункт №7, другие два питают ТП 74, и далее разветвление осуществляется на остальные ТП.

Протяженность кабельных линий имеет небольшое значение и варьируется от 100 до 600 метров, тип используемых кабелей ААШВ – кабели в алюминиевой оболочке с пропитанной бумажной изоляцией с наружным покровом бронированные двумя стальными лентами.

Подробная однолинейная схема электроснабжения представлена на рисунке 3.

В качестве коммутационного и защитного оборудования на ТП имеются в большинстве своем выключатели нагрузки, предназначенные для включения отключения как трансформаторов так и кабельных линий, плавкие вставки имеются на большинстве ТП и предназначены для отключения цепи при ненормальных режимах работы в частности при перегрузке либо коротком замыкании.

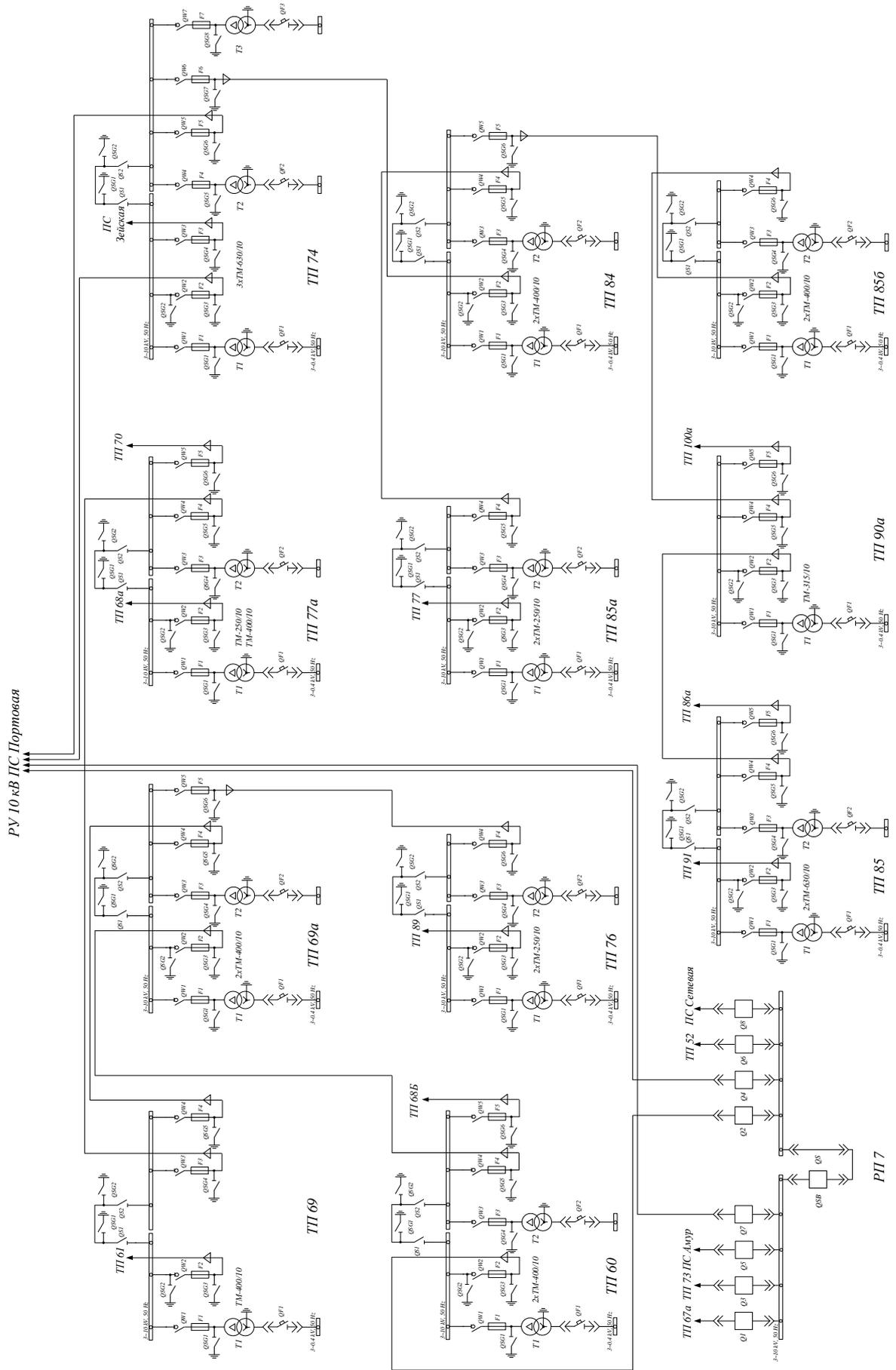


Рисунок 3 - Существующая схема электроснабжения 10 кВ

### 3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Разработка вариантов схем электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей.

Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью [1].

При составлении вариантов схемы нужно учитывать следующие правила:

- 1) обязательный учёт категории потребителей по надёжности электроснабжения;
- 2) исключение обратных потоков мощности в разомкнутых сетях;
- 3) передача мощности к пунктам потребления должна производиться по наиболее коротким трассам;
- 4) применение простых электрических схем РУ с минимальным количеством трансформации;
- 5) крайне нежелательно объединять маломощные подстанции с крупными, в замкнутых сетях, а так же сложно–замкнутые схемы;
- 6) вариант электрической сети должен быть технически осуществим.

В данном случае эксплуатация данной схемы электроснабжения показывает, что в основном проблемы с надежностью электроснабжения возникают только по причине выхода из строя устаревшего оборудования, при этом схемная надежность из за многократного резервирования с другими фидерами находится на высоком уровне.

Следовательно можно сделать вывод об отсутствии необходимости в изменении принципиальной схемы электроснабжения потребителей в данном случае ТП.

При этом необходимо учитывать плотность застройки в центре города «Благовещенска», которая так же создает трудности в изменении схемы и добавлении дополнительных линий электропередач.

Принимаем окончательно существующий вариант сети и рассматриваем подробно модернизацию существующего оборудования включая основное оборудования ПС «Портовая».

#### 4 РАСЧЕТ НИЗКОВОЛЬТНОЙ НАГРУЗКИ

В данной работе предусматривается модернизация схемы электроснабжения 10 кВ с центром питания ПС 110 кВ «Портовая».

Такое решение принято в связи увеличением потребления электроэнергии в центральной части города.

Для выбора основного электротехнического оборудования как на самой ПС «Портовая» так и на отходящих фидерах, включая ТП необходимо провести расчет электрических нагрузок.

В основу расчета положена удельная мощность, приходящаяся на одного потребителя, которым может быть либо квартира либо квадратный метр торговой либо иной общественной площади.

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид:

$$P_{P0,4} = P_{\max} + \sum P_{\text{эди}} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где  $P_{\max}$  – наибольшая нагрузка потребителя ;

$P_{\text{эди}}$  – расчетная мощность нагрузки каждого единичного потребителя.

$k_y$  – коэффициент совмещения максимума нагрузки.

Проводим расчет на примере ТП №76, данные по отходящим фидерам представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные о потребителях 0,4 кВ ТП №76

Наименование ТП	Потребитель	Количество зданий	Количество квартир, (площадь помещения)
ТП №76	Жилой дом Фрунзе 58	1	5 эт. 90 кв.
	Жилой дом Фрунзе 60	1	5 эт. 40 кв.
	Магазин «Бирюса»	1	112
	Стоматологический центр	1	70
	Офисный центр	1	1500
	Гараж	22	
	Склад	1	100

Из таблицы следует вывод что к данной ТП подключены несколько видов потребителей в частности это жилые строения, административные здания, гаражи и склад.

Нагрузку от каждого из них будем рассчитывать отдельно.

Первоначально определяем расчетную мощность жилых строений:

$$P_{ж} = p_{кв.уд} \cdot N_{кв} \quad (2)$$

где  $p_{кв.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одну квартиру (кВт/кв);

$n_{кв}$  – количество квартир.

В данном случае в зданиях отсутствует лифтовая нагрузка следовательно общая расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий:

$$P_{ж} = 90 \cdot 1,65 + 2,6 \cdot 40 = 252,5 \text{ (кВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности:

$$Q_{ж} = P_{ж} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – соответствующий коэффициент мощности потребителя;

$$Q_{ж} = 252,5 \cdot 0,2 = 50,5 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для магазина по следующей формуле:

$$P_{м} = p_{м.уд} \cdot S_{м} \quad (4)$$

где  $p_{м.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр площади торгового помещения;

$S_{м}$  – площадь помещения ( $\text{м}^2$ ).

$$P_M = p_{M,уд} \cdot S_M$$

$$P_M = 0,16 \cdot 112 = 17,92 \text{ (кВт)}$$

$$Q_M = P_M \cdot tg\varphi$$

$$Q_M = 17,92 \cdot 0,48 = 8,6 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для стоматологического и офисного центров:

$$P_{стом} = p_{стом,уд} \cdot S_{стом} \quad (5)$$

$$P_{оф} = p_{оф,уд} \cdot S_{оф} \quad (6)$$

$$Q_{стом} = P_{стом} \cdot tg\varphi \quad (7)$$

$$Q_{оф} = P_{оф} \cdot tg\varphi \quad (8)$$

где  $p_{уд}$  – соответствующая удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр площади;

$$P_{стом} = 0,07 \cdot 70 = 4,9 \text{ (кВт)}$$

$$P_{оф} = 0,054 \cdot 1500 = 81,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{стом} = 4,9 \cdot 0,43 = 2,11 \text{ (квар)}$$

$$Q_{оф} = 81,0 \cdot 0,57 = 46,17 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для гаражей и склада:

$$P_{скл} = p_{скл,уд} \cdot S_{скл} \quad (9)$$

$$P_{гар} = p_{гар,уд} \cdot N_{гар} \quad (10)$$

$$Q_{скл} = P_{скл} \cdot tg\varphi \quad (11)$$

$$Q_{гар} = P_{гар} \cdot tg\varphi \quad (12)$$

$$P_{скл} = 0,02 \cdot 100 = 2,0 \text{ (кВт)}$$

$$P_{зар} = 0,5 \cdot 22 = 11,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{скл} = 2,0 \cdot 0,43 = 0,86 \text{ (квар)}$$

$$Q_{зар} = 11,0 \cdot 0,29 = 3,19 \text{ (квар)}$$

Дополнительно проводим определение расчетной мощности нагрузки уличного освещения по следующей формуле:

$$P_{осв.ул} = P_{уд.осв} \cdot N_{прот} \quad (13)$$

$$Q_{осв.ул} = P_{осв.ул} \cdot tg\varphi \quad (14)$$

где  $P_{уд.осв}$  - удельная мощность освещения светодиодными светильниками на один километр (кВт/км);

$N_{прот}$  - протяженность участка улицы (км)

$$P_{осв.ул} = 2,5 \cdot 0,8 = 2,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{осв.ул} = 2,0 \cdot 0,3 = 0,6 \text{ (квар)}$$

Далее по полученным значениям мощности определяем расчетную мощность нагрузки на стороне низкого напряжения ТП, используя коэффициент совмещения максимумов нагрузки.

Т.к. мощность нагрузки от жилых строений имеет наибольшее значение следовательно данный коэффициент для нее не учитывается.

$$P_{P0,4} = P_{жс} + P_{м} \cdot k_{y1} + P_{стom} \cdot k_{y2} + P_{оф} \cdot k_{y3} + P_{скл} \cdot k_{y4} + P_{зар} \cdot k_{y5} + P_{осв.ул} \quad (15)$$

$$Q_{P0,4} = Q_{жс} + Q_{м} \cdot k_{y1} + Q_{стom} \cdot k_{y2} + Q_{оф} \cdot k_{y3} + Q_{скл} \cdot k_{y4} + Q_{зар} \cdot k_{y5} + Q_{осв.ул} \quad (16)$$

$$P_{P0,4} = 252,5 + 17,92 \cdot 0,6 + 4,9 \cdot 0,7 + 81,0 \cdot 0,8 + 2,0 \cdot 0,5 + 11,0 \cdot 0,5 + 2,0 = 337,92 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 50,5 + 8,6 \cdot 0,6 + 2,11 \cdot 0,7 + 46,17 \cdot 0,8 + 0,86 \cdot 0,5 + 3,19 \cdot 0,5 + 0,6 = 96,1 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2} \quad (17)$$

$$S_{P0,4} = \sqrt{337,92^2 + 96,1^2} = 351,31(\text{кВА})$$

Аналогично проводится расчет мощности для остальных ТП результаты расчета сведены в таблицу 4.

Расчет так же приведен в приложении А.

Таблица 4 - Расчетные электрические нагрузки на стороне НН ТП

Наименование ТП	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (квар)	Расчетная полная мощность (кВА)
69	359,15	125,26	380,37
69а	689,52	221,32	724,17
76	337,92	96,1	351,31
74	689,54	185,26	713,99
77а	710,23	155,26	727,00
84	542,32	154,18	563,81
85	1023,46	325,56	1073,99
85а	259,24	89,56	274,27
85б	912,33	245,26	958,23

Основываясь на полученные в ходе расчета данные, далее проводим анализ необходимости замены существующих трансформаторов после расчета их фактических коэффициентов загрузки.

В результате мы должны определить выходят ли они за нормированные пределы, если это имеет место следовательно, необходимо предложить вариант замены трансформаторов для соответствия требуемому значению указанного коэффициента.

## 5 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ И ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В этом разделе проводится такого важного параметра трансформаторной подстанции как фактический коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме (для двух трансформаторной ТП) работы

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределах 0,5 - 0,7 (для послеаварийного режима до 1,4) для двух трансформаторной подстанции и 0,8 - 0,5 для одно трансформаторной, его значение определяется по следующей формуле:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{ном.тр} \cdot N} \quad (18)$$

где  $S_{ном.тр}$  - номинальная мощность трансформатора ТП.

$N$  - количество трансформаторов ТП.

На примере проводим расчет данного параметра для ТП 76:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{337,92^2 + 96,1^2}}{250 \cdot 2} = 0,72$$

Определяем фактический (расчетный) коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы на примере той же ТП по следующей формуле:

$$K_{за} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{ном.тр} \cdot (N - 1)} \quad (19)$$

$$K_{за} = \frac{\sqrt{337,92^2 + 96,1^2}}{250 \cdot (2 - 1)} = 1,44$$

Коэффициенты загрузки как видно из расчета превышают нормированное значение следовательно требуется их замена на более мощные.

Далее проводим расчет данного параметра для остальных ТП и делаем заключение о необходимости замены трансформаторов на каждой из них.

Результаты расчета приведены в таблице 5 (расчет так же приведен в приложении Б).

Таблица 5 – Результаты расчетов коэффициентов загрузки КТП

Наим. ТП	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$N$	$K_{эф}$	$K_{зна}$	Заключение	Необходимость замены трансформатора
69	400	1	0,95	-	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
69а	400	2	0,91	1,81	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
76	250	2	0,72	1,44	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
74	630	3	0,38	0,57	$K_{эф}$ ниже нормы	Замена не требуется
77а	250+40 0	2	1,12	2,9/1, 81	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
84	400	2	0,70	1,4	$K_{эф}$ равен нормативному	Замена не требуется
85	630	2	0,85	1,70	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
85а	250	2	0,55	1,10	$K_{эф}$ ниже нормы	Замена не требуется
85б	400	2	1,20	2,40	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность

Судя по расчетам на некоторых ТП номинальная мощность не соответствует нагрузке что характеризуется высоким коэффициентом загрузки, данная ситуация может привести к выходу из строя оборудования либо возникновением возгорания.

Для предотвращения данной ситуации принимаем решение о замене перегруженных трансформаторов

Проводим выбор силовых двух обмоточных трансформаторов для системы электроснабжения на тех ТП где это требуется.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности:

$$S_{p.мп} = \frac{S_{P0,4}}{K_3 \cdot N} \quad (20)$$

где  $K_3$  - номинальный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных ТП равен 0,85, для двух трансформаторных 0,7);

$N$  - количество трансформаторов ТП.

Проведем выбор типа трансформатора для ТП 76, рассчитываем требуемую мощность:

$$S_{p.мп} = \frac{351,31}{0,7 \cdot 2} = 261,52 \text{ (кВА)}$$

Принимаем номинальную мощность трансформатора согласно каталожным данным ближайшую в сторону увеличения.

Принимаем для установки на ТП 76 трансформатор типа ТМ-СЭЩ (с расширительным баком для масла) с переключением ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ) номинальной мощностью 400 кВА номинальным напряжением 10/0,4 кВ.

Регулировка напряжения производится путем переключения отпаек.

Рассмотрим основные характеристики данного типа трансформаторов:

Климатическое исполнение трансформатора УХЛ.

Трансформаторы могут эксплуатироваться при внутренней и наружной установке в районах с умеренным и тропическим климатом, при этом: высота над уровнем моря – не более 1000 м, режим работы – длительный, температура окружающего воздуха: - от -60 °С до +40 °С, относительная влажность воздуха: - не более 80% при 25 °С, трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации, ударов, во взрывоопасной и агрессивной среде.

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора на ТП 76 в нормальном режиме работы:

$$K_{зф} = \frac{351,31}{2 \cdot 400} = 0,48$$

$$K_{\text{эп}} = \frac{351,31}{400} = 0,96$$

Расчет показал что коэффициент мощности не достигает минимального нормативного 0,5 для двух трансформаторной ТП, тем не менее его принимаем к установке с перспективой роста нагрузки.

Далее проводим расчет и выбор трансформаторов для остальных ТП где есть необходимость в замене, результаты расчётов приведены в таблице 6 (расчет так же приведен в приложении В):

Таблица 6 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

Наим. ТП	Расчетная полная мощность (кВА)	$S_{p.мп}$ (кВА)	$K_{эф}$	$K_{\text{эп}}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
69	380,37	447,49	0,60	-	1	630
69а	724,17	517,26	0,57	1,15	2	630
76	351,31	261,52	0,48	0,96	2	400
77а	727,00	519,29	0,58	1,15	2	630
85	1073,99	767,14	0,54	1,07	2	1000
85б	958,23	684,45	0,48	0,96	2	1000

Расчет показывает что выбранные трансформаторы соответствуют нормативным коэффициентам загрузки, следовательно расчет проведен верно.

На трансформаторных подстанциях 85, 85б расчет показал что необходима установка трансформаторов мощностью 1000 кВА, что не рекомендуется.

Тем не менее возможна установка трех трансформаторов меньшей мощности, что приведет к значительным капиталовложениям и неприемлемо.

## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ПРИВЕДЕННЫХ К СТОРОНЕ ВН ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 10/0,4 кВ

Трансформаторы это электротехнические устройства при работе потребляющие значительно количество как активной так и в большей степени реактивной мощности на потери, данная мощность должна учитываться при выборе проводников.

Следовательно в данном разделе проводим расчет потерь мощности в трансформаторах.

Потери активной мощности в трансформаторе зависят от его номинальной мощности и квадрата коэффициента загрузки и определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (21)$$

где  $\Delta P_k$  - расчетная активная мощность нагрузки;

$\Delta P_x$  - расчетная реактивная мощность нагрузки;

Потери реактивной мощности в трансформаторе зависят от его номинальной мощности и мощности нагрузки и определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{мног}} + \frac{I_x \cdot S_{мног}}{100} \quad (22)$$

где  $u_k$  - напряжение короткого замыкания трансформатора % (паспортное значение);

$I_x$  - ток холостого хода трансформатора % (паспортное значение);

Полная мощность потерь:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (23)$$

Перед началом расчета необходимо привести паспортные данные всех типов трансформаторов которые присутствуют в рассматриваемом участке сети, они указаны в таблице 7.

Таблица 7 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Тип трансформатора ТП	$I_x$ (%)	$u_k$ (%)	$\Delta P_x$ (кВт)	$\Delta P_k$ (кВт)
ТМ-250/10/0,4	1,5	6,0	0,53	3,7
ТМ-400/10/0,4	1,3	5,5	0,8	5,5
ТМ-630/10/0,4	1,2	5,5	1,24	7,6
ТМ-1000/10/0,4	1,0	5,5	1,95	10,0

Проводим расчет потерь мощности в трансформаторе на примере одно трансформаторной ТП 69 (на ней установлен трансформатор мощностью 630 кВА)

$$\Delta P_m = 7,6 \cdot 0,6^2 + 1,24 = 3,39 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 380,37^2}{100 \cdot 630} + \frac{1,2 \cdot 630}{100} = 20,19 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,39^2 + 20,19^2} = 20,47 \text{ (кВА)}$$

Далее проводим расчет нагрузки приведенной к стороне высокого напряжения включающую в себя мощность нагрузки на стороне НН и потери в трансформаторе по следующим формулам:

$$P_{PBH} = \Delta P_m + P_{P0,4} \quad (24)$$

$$Q_{PBH} = \Delta Q_m + Q_{P0,4} \quad (25)$$

$$S_{PBH} = \Delta S_m + S_{P0,4} \quad (26)$$

Применительно к ТП 69:

$$P_{PBH} = 3,39 + 359,15 = 362,54 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{PBH} = 20,19 + 125,26 = 145,45 \text{ (квар)}$$

$$S_{PBH} = 20,47 + 380,37 = 400,84 \text{ (кВА)}$$

Далее проводим расчет данных параметров для остальных ТП, результаты сведены в таблицу 6 (расчет так же приведен в приложении Г):

Таблица 8 – Расчетная электрическая нагрузка на ВН ТП

Наим. ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{PBH}$ (кВт)	$Q_{PBH}$ (квар)	$S_{PBH}$ (кВА)
69	6,45	38,48	39,01	695,97	259,80	763,18
69а	3,13	18,67	18,93	341,05	114,77	370,24
76	6,36	37,94	38,47	695,90	223,20	752,46
74	6,48	38,63	39,17	716,71	193,89	766,17
77а	5,02	29,96	30,37	547,34	184,14	594,18
84	9,57	57,06	57,86	1033,03	382,62	1131,85
85	2,44	14,57	14,78	261,68	104,13	289,05
85а	8,54	50,91	51,62	920,87	296,17	1009,85
85б	6,45	38,48	39,01	695,97	259,80	763,18

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

## 7 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ КЛ 10 КВ

Сечения кабельных линий выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой:

- по термической стойкости к токам короткого замыкания;
- по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий КЛ 10 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему длительно допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока с длительно допустимым :

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (27)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{дд}}$  – длительно допустимый ток для данного типа проводника (КЛ), определяется по следующему выражению:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дон}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k_{\text{нов}} \quad (28)$$

где  $I_{\text{дон}}$  – допустимый длительный ток проводника, А;

$k_{\text{ср}}$  – коэффициент учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{\text{сн}}$  – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей в траншее или лотке.

$k_{\text{нов}}$  – коэффициент повышения допустимого тока при недогрузке соседних кабелей.

Расчетный ток в сечении определяется как:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (29)$$

где  $S_p$  - расчетная мощности в сечении;

$U_n$  - номинальное линейное напряжение кабеля;

Рассмотрим расчет сечения кабеля на примере участка РУ 10 кВ «Портовая» ТП 74, определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности, с учетом количества КТП и коэффициента совмещения максимумов нагрузки.

В данном случае на этом участке находятся следующие КТП : 74, 84, 85а, формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \Sigma S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (30)$$

$$I_p = \frac{0,85 \cdot (766,17 + 1131,85 + 1009,85)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 135,95$$

Для полученного значения выбираем соответствующее сечение и тип кабеля.

Принимаем на данном участке кабель типа АПвПу 3×50 с изоляцией из сшитого полиэтилена и алюминиевыми жилами, длительно допустимым током 156 А, прокладка кабеля осуществляем в земле, следовательно вводим поправочные коэффициенты на длительно допустимый ток.

Если учитывать тот факт что кабели прокладываются одиночно а температура не отличается от расчетной то все коэффициенты принимаем равными 1.

Длительно допустимый ток такого типа кабеля больше расчетного в данном сечении следовательно этот тип кабеля принимаем к монтажу.

АПвПу – современный тип кабеля имеющий изоляцию состоящую из сшитого полиэтилена.

По сравнению с устаревшими масляными кабелями, кабели данного типа обладают рядом преимуществ:

- 1) Более высокая надежность при эксплуатации
- 2) Меньшие расходы при реконструкции и содержании кабельных линий
- 3) Низкие потери энергии
- 4) Большая пропускная способность
- 5) Высокий ток термической стойкости при коротких замыканиях
- 6) Низкая допустимая температура
- 7) Низкое влагопоглощение
- 8) Меньший вес, диаметр, радиус изгиба
- 9) Экологичность в эксплуатации

Аналогично проводится выбор марок и сечений кабельных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	$I_{до}$ (А)
РУ 10 кВ «Портовая» ТП – 74	135,95	АПвПу 3×50	156
ТП 69 - ТП 77а	124,56	АПвПу 3×35	130
ТП 69 - ТП 69а	110,25	АПвПу 3×35	130
ТП 76 - ТП 69а	155,23	АПвПу 3×50	156
ТП 60 - ТП 69а	95,63	АПвПу 3×35	130
ТП 60 – РП-7	191,23	АПвПу 3×70	195
ТП 74 - ТП 84	132,25	АПвПу 3×50	156
ТП 85а - ТП 84	68,56	АПвПу 3×35	130
ТП 85б - ТП 84	111,54	АПвПу 3×35	130
ТП 85б - ТП 90а	100,25	АПвПу 3×35	130
ТП 85 - ТП 90а	152,36	АПвПу 3×50	156

Далее выполняем проверку выбранных проводников по термической стойкости к токам короткого замыкания.

## 8 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ КЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (31)$$

где  $I_{кз10}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Портовая»

В данном случае рассматривается для пример расчет тока короткого замыкания на шинах ВН ТП 74, схема замещения представлена на рисунке 4

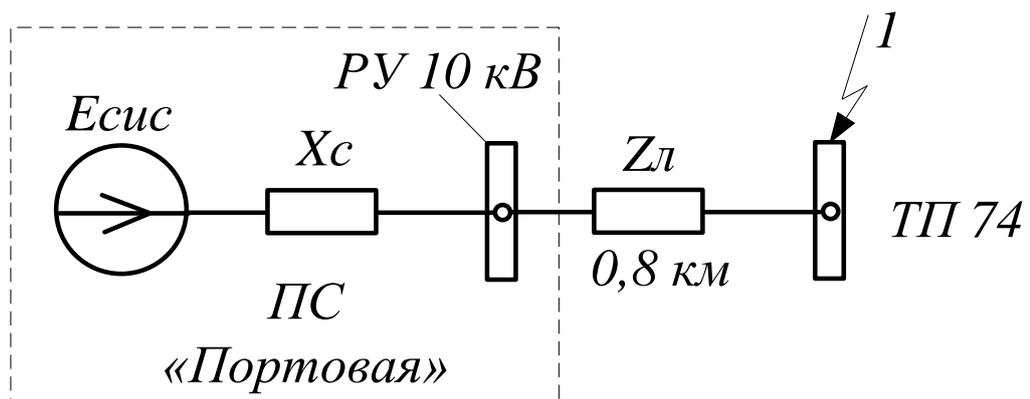


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Активные и индуктивные сопротивления участков кабельных линий:

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (32)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (33)$$

где  $x_0$ ,  $r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление кабеля, Ом/км;

$L$  – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени рассчитывается по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (34)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 18,76} = 0,3 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков КЛ:

$$X_l = 0,08 \cdot 0,8 = 0,06 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 0,42 \cdot 0,8 = 0,34 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки 1

$$X_p = X_c + X_l \quad (35)$$

$$X_p = 0,3 + 0,06 = 0,36 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = R_l \quad (36)$$

$$R_p = 0,34 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,34^2 + 0,36^2}} = 12,38 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	Полное сопротивление до точки КЗ (Ом)	$I_{по}$ (кА)
шины ВН ТП 74	0,49	12,38
шины ВН ТП 69	0,45	13,49
шины ВН ТП 69а	0,46	13,19
шины ВН ТП 76	0,38	15,97
шины ВН ТП 77а	0,29	20,93
шины ВН ТП 84	0,39	15,56
шины ВН ТП 85	0,49	12,39
шины ВН ТП 85а	0,51	11,90
шины ВН ТП 85б	0,55	11,04

### 8.1 Проверка кабельных линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \cdot 1000 \quad (37)$$

где  $B_K$  - интеграл Джоуля;

$C_T$  - температурный коэффициент, равный 95 для алюминия.

Значение интеграла Джоуля можно определить как:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot t_{отк} \quad (38)$$

где  $I_{no}$  - периодическая составляющая (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (с учетом работы резервной защиты – ступени селективности) (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

Рассмотрим пример расчёта интеграла Джоуля для точки короткого замыкания – шин ВН ТП 74

$$B_K = 12,38^2 \cdot 1,5 = 229,89 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Далее рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение:

$$S_T = \frac{\sqrt{229,89}}{95} \cdot 1000 = 15,96 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке линии равном 50 мм<sup>2</sup>, следовательно, оно проходит проверку.

Расчет термически стойких сечений приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Проверка сечений по термической стойкости

Участок	$I_{по}$ (кА)	$S_T$ (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм.кв.)
РУ 10 кВ «Портовая» ТП – 74	12,38	15,96	50
ТП 69 - ТП 77а	20,93	26,98	35
ТП 69 - ТП 69а	13,19	17,00	50
ТП 76 - ТП 69а	15,97	20,59	50
ТП 60 - ТП 69а	13,19	17,00	35
ТП 74 - ТП 84	15,56	20,06	50
ТП 85а - ТП 84	11,9	15,34	35
ТП 85б - ТП 84	11,04	14,23	35
ТП 85б - ТП 90а	10,23	13,19	35
ТП 85 - ТП 90а	12,39	15,97	50

## 9 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «ПОРТОВАЯ»

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго):

$$Q_k = Q_m - P_m \cdot tg \cdot \varphi \quad (39)$$

где  $tg \cdot \varphi$  - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 110 кВ – 0,5.

Расчет мощности компенсирующих устройств проводим на основании данных контрольного замера (данных о максимальной активной и реактивной мощности )

$$Q_k = 7,15 - 11,96 \cdot 0,5 = 1,17 \text{ (Мвар)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ вычисляем по формуле:

$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \quad (40)$$

$$Q_{k1c} = \frac{1,17}{2} = 0,59 \text{ (Мвар)}$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность, исходя из ряда номинальных значений мощности.

Принимаем к установке на ПС «Портовая» компенсирующие устройства типа ВАРНЕТ-А – 10,5 – 600×2 общей номинальной мощностью 600 квар.

Некомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети определяется следующим образом (Мвар).

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{м}} - Q_{\text{ном}} \quad (41)$$

$$Q_{\text{неск}} = 7,15 - 2 \times (0,6) = 5,95 \text{ (МВАр)}$$

Таким образом расчет показал, что компенсация реактивной мощности позволяет снизить потребление реактивной мощности из сети на 1,2 Мвар.

## 10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проводится для определения фактических значений периодической, апериодической составляющих а так же ударного тока КЗ

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 110 кВ ПС «Центральная».

Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 5.

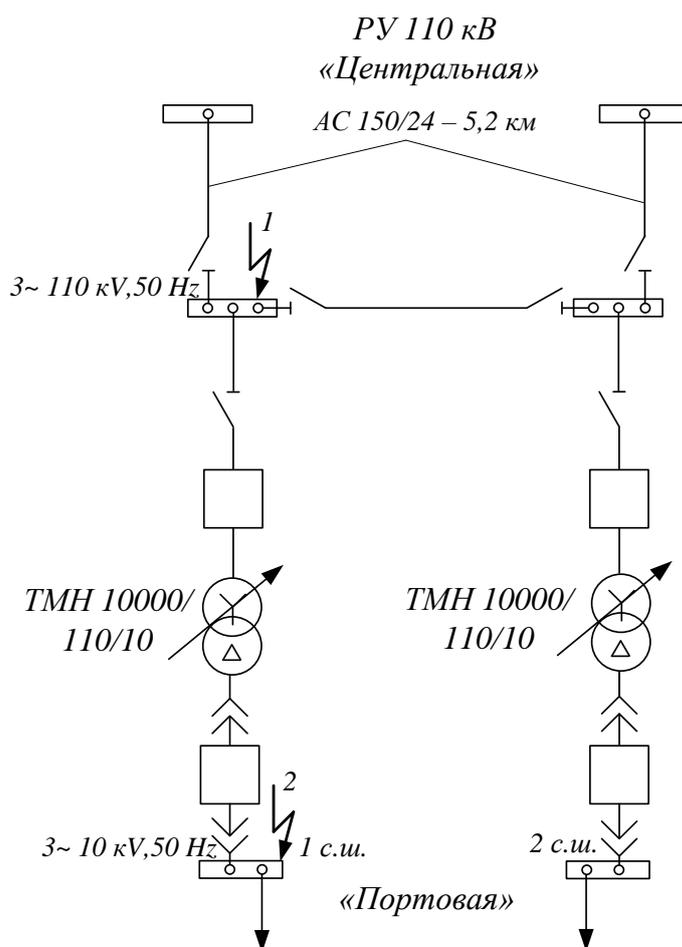


Рисунок 5 – Расчетные места КЗ

На рисунке 6 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

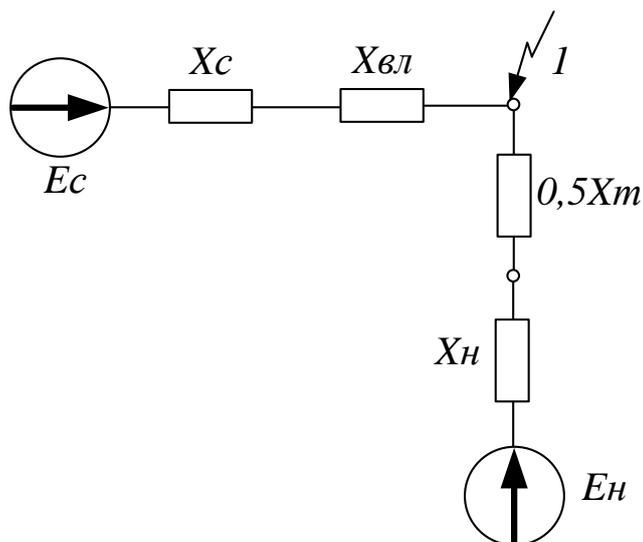


Рисунок 6 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность принимается равной номинальной мощности силовых трансформаторов ПС «Портовая»  $S_6 = 10,0$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 кВ принимается равным напряжению из среднего ряда напряжений (кВ)  $U_{6110} = 115$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ принимается равным напряжению из ряда средних напряжений (кВ)  $U_{610} = 10,5$ .
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (42)$$

где  $I_6$ ,  $U_6$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{6110} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,06 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,5 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления в относительных единицах приведенные к принятым базисным условиям (о.е.):

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Центральная»):

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \tag{43}$$

$$X_c = \frac{10,0}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 19,4} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания, определенная через данные о токах КЗ на шинах 110 кВ источника питания (МВА).

Определяем сопротивление ПС «Портовая» - ПС «Центральная»:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \tag{44}$$

где  $x_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 5,2 \cdot \frac{10,0}{115^2} \cdot 0,5 = 0,025 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_n} \tag{45}$$

где  $S_n$  – мощность нагрузки (МВА)

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{10,0}{\sqrt{11,96^2 + 5,95^2}} = 0,258 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «Портовая» (о.е.) по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (46)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,0}{10,0} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

где  $u_{к\%}$ , – напряжение короткого замыкания.

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

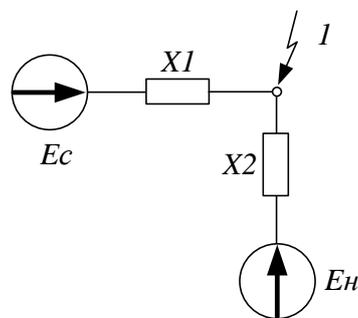


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ}$$

$$X1 = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = 0,5 \times X_T + X_H$$

$$X2 = 0,5 \times 0,075 + 0,258 = 0,296 \text{ (о.е.)}$$

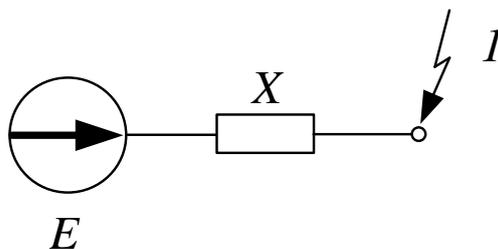


Рисунок 8 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2}$$

$$X = \frac{0,035 \cdot 0,296}{0,035 + 0,296} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X2 + E_n \cdot X1}{X2 + X1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,296 + 0,85 \cdot 0,035}{0,296 + 0,035} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке 1:

$$I_{no1} = \frac{E}{X} \cdot I_{б35} = \frac{0,98}{0,03} \cdot 0,06 = 19,83 \text{ (кА)} \quad (47)$$

Находим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (48)$$

где  $I_{at}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$t_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

$T_a$  – постоянная времени (определяется по справочным данным, принимаем равной 0,03).

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 19,83 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 4,18 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (49)$$

где  $X_p$  – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$R_p$  – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек.)

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (50)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 19,83 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 52,99 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 12:

Таблица 12 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$I_{at}$ , (кА)	$I_{y\partial}$ , (кА)
К1 (шины ВН ПС «Потовая»)	19,83	4,18	52,99
К2 (шины НН ПС «Портовая»)	29,15	5,05	77,16

## 11 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ «ПОРТОВАЯ»

### 11.1 Выбор электрического оборудования

Выбор оборудования на ПС «Портовая» ведется на основе данных приведенных в предыдущем разделе, принятой схеме распределительных устройств ПС, категории потребителей электрической энергии и требуемым характеристикам по климатическому исполнению.

Также для выбора оборудования РУ подстанции «Портовая» выполняем расчет максимальных рабочих токов, которые определяются по номинальной мощности силовых трансформаторов установленных на данной ПС.

Значения максимальных рабочих токов на подстанции «Портовая» приведены в таблице 13.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Портовая» [5]:

$$I_{\text{м}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

где  $S_{\text{н}}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН:

$$I_{\text{м}110} = \frac{2 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 100,4 \text{ (А)}.$$

Для стороны НН:

$$I_{\text{м}6} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,8 \text{ (А)}.$$

Таблица 13 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Портовая»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	100,4
10,5	549,8

### 11.2 Проверка выключателей 110 кВ

Выбор выключателей на стороне 110 кВ подстанции «Портовая».

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [5]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} , \quad (51)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} . \quad (52)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально проверяем установленные на ПС «Портовая» элегазовые выключатели марки ВЭБ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Принятый выключатель 110 кВ проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по неравенству:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k , \quad (53)$$

где  $I_{тер}$  - ток термической стойкости;

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (54)$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение  $B_k$  можно определить по формуле [5]:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) , \quad (55)$$

где  $I_{но}$  - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

На примере точки К1:

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 19,83^2 \cdot (0,06 + 0,03) = 35,39$$

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 14:

Таблица 14 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	100,4	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	19,83	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик, Iуд}$ (кА)	102	52,99	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	19,83	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	4,18	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв, Iуд}$ (кА)	102	52,99	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	35,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам, его принимаем к установке.

### 11.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-630-40У1.

Сравнение параметров выбранного выключателя с расчетными значениями показано в таблице 15:

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	549,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	29,15	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	81	77,16	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	29,15	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 =$ 16,96	5,05	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	81	29,15	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $40^2 \cdot 3 =$ 4800	76,47	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

#### 11.4 Выбор разъединителей 110 кВ

По напряжению сети и максимальному рабочему току нагрузки выберем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	100,4	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	80	19,83	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2790,75	35,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

### 11.5 Выбор высокочастотного заградителя связи

Данные устройства предназначены для организации связи между подстанциями, а так же для обеспечения технических каналов для обеспечения работы устройств защиты и автоматики линий электропередач.

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1,

Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка заградителя 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	200	100,4	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$ (кА)	25,5	19,83	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке на ПС «Портовая»

### 11.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

Данные устройства предназначены для ограничения перенапряжений в электроустановках связанных с грозовой деятельностью.

Основное назначение данных устройств не допустить повышение напряжения на защищаемых устройствах выше предельного значения.

Первоначально принимаем на напряжении 110 кВ ОПН-110/10/77/400.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 18.

Таблица 18 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 110 ПС составляет 126 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 . \quad (56)$$

Энергия поглощаемая ограничителем определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_{в}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (57)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений на линии электропередачи;

$U_{ост}$  - остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{в}$  - волновое сопротивление линии Ом;

$t$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжений в месте удара молнии;

$k$  - коэффициент полярности;

$L$  - длина защитного подхода принимаем равной 3 (км).

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)}$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны в фазном проводе;

$c$  - скорость распространения электромагнитной волны в вакууме (км/сек).

$$\mathcal{E} = \left( \frac{224,9 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 398 \text{ (кДж)}.$$

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	398	$\mathcal{E}_{насп} \geq \mathcal{E}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 11.7 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,36	6,04	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 11.8 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть принят как можно ближе к рабочему току электроустановки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на динамическую и термическую стойкость, а также на величину нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (58)$$

Сопротивление контактов зажимов принимается равным  $r_k = 0,1$  Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (59)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается 100 м, для РУ 10 кВ - 60 м;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление соединительных проводов (для РУ 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2}, \quad (60)$$

где  $S_{\text{пр}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный комплекс фирмы АВВ «delta +».

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 21, 22.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{np}=1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ  $S_{np} = 0,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2.110} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2.6} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}.$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока на стороне 110 кВ ПС «Портовая» ТОГ-110 П-I У1, с номинальным током 150 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 23.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ПС «Портовая» ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 600 А.

Сравнение параметров приведено в таблице 24.

Таблица 23 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	150	100,4	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	126	52,99	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $68^2 \cdot 3 =$ 13872	35,39	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	20	0,87	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Таблица 24 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	549,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	52	29,15	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	76,47	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	0,55	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 11.9 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения его обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2, \quad (61)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения ПС «Портовая» приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	2	7
Варметр	СК3021-1	3	1,5
Ваттметр	СК3021-1	3	1,5
Счетчик АЭ	delta +	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			50

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	50 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанций

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЕМ-06	1	2
Счетчик АЭ	delta +	7	10
Счетчик РЭ			
Сумма			72

Принимаем для РУ 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 28 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	75 ВА	72 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

### 11.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве типа оперативного тока принимаем переменный трехфазный ток напряжением 0,4 кВ.

В качестве потребителей электрической энергии у трансформатора собственных нужд ПС «Портовая» выступают в первую очередь цепи оперативного тока, благодаря которым происходит управление работой коммутационных аппаратов, а так же режимом работы силовых трансформаторов, второстепенными потребителями являются обогрев выключателей, а так же освещение территории ПС.

Исходя из вышесказанного проводим расчет номинальной мощности силового трансформатора собственных нужд для ПС «Портовая»

Расчётная нагрузка потребителей ПС «Портовая» приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС «Портовая»

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 6 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 6 кВ	4
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Портовая»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}} = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем к установке на ПС «Портовая» в качестве источников переменного оперативного тока два сухих трансформатора типа ТСЗ 40/10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформаторы имеют защищенное исполнение.

### **11.11 Выбор гибкой ошиновки**

Выбор гибких шин проводится на подстанции при напряжении 110 кВ и выше так как распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции «Портовая» составляет 100,4 А, следовательно принимаем сечение провода для данного РУ с учетом сечения ВЛ АС 150/24 с максимально допустимым током 450 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

При токе трехфазного короткого замыкания на шинах менее 30 кА проверка шин на схлестывание не выполняется.

### **11.12 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ**

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС «Портовая».

Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 549,8 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80 × 6 мм (4,8 см<sup>2</sup>).

Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания (см<sup>2</sup>).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{76,47}}{91} = 0,09 \quad (62)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на электродинамическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (63)$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 4,8 ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}). \quad (64)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами шин 6 кВ 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании в рассматриваемом РУ:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{77160^2}{0,4} = 2578,01 \text{ (Н/м)}. \quad (65)$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания (А).

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3). \quad (66)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{77160^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 32,62 \text{ (МПа)}. \quad (67)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала секции шин составляет 63 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

### 11.13 Выбор опорных изоляторов

В распределительном устройстве 10 кВ шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению электроустановки:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где  $F_{загр}$  – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$  - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 6 кВ ПС «Портовая».

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{77160^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 2835,81 \text{ (Н)}.$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 2835,81$$

Неравенство выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС «Портовая».

## 12 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС

В данном разделе рассматривается подробный расчет молниезащиты ПС 110/10 кВ «Портовая».

В данном случае применяются отдельностоящие и стационарные молниеотводы в количестве 4 шт.

Высота молниеотвода над уровнем земли согласно принимается 19 м.

Рассмотрим подробно расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 2.

Находим эффективную высоту молниеотвода [25]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (68)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 16,15$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (69)$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19 \text{ (м)} \quad (70)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на заданном расстоянии друг от друга (на примере молниеотводов 1-2):

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - 47/7 = 12,28 \text{ (м)} \quad (71)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами 2-4 в данном случае составляет 44 м.

Находим половину ширины внешней зоны на уровне линейного портала по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{12,28 - 11}{1 + \frac{11}{13,28}} = 2,2$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

Рассмотрим расчет молниезащиты от двух молниеотводов 1 – 3.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (72)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (19 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 19 = 17,0$$

Радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \text{ (м)} \quad (73)$$

Находим радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 9,19$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 19 - \frac{21}{7} = 16,0 \text{ (м)}$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами в данном случае составляет 21 м.

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{16,0 - 11}{1 + \frac{11}{16,0}} = 5,73$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

Аналогично проводится расчет молниезащиты относительно остальных систем молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет молниезащиты ПС «Портовая»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
1 - 3	21,0	19	16,15	16,0	20,18	9,19	5,73
3 - 4	47,0	19	16,15	12,28	20,18	9,19	2,2
2 - 4	29,0	19	16,15	14,65	20,18	9,19	4,51

### 13 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя для ПС «Портовая» согласно не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Портовая»

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Удельное сопротивление первого грунта ПС «Портовая»  $\rho_1 = 50$  (Ом/м)

Определяем площадь контура заземления ПС «Портовая»:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (65 + 3) \cdot (36 + 3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)}. \quad (74)$$

Определяем удельное сопротивление второго грунта заземления ПС «Портовая»:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)}. \quad (75)$$

где -  $\psi$  - коэффициент сезонности

Принимаем диаметр вертикальных электродов  $d = 0,01$  м:

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}. \quad (76)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{8,73^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}, \quad (77)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

$T$  - максимальное время работы защиты (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость.

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующему выражению:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (78)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (79)$$

Сечение не проходит проверку на коррозионную стойкость следовательно принимаем:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов с сети заземления ПС:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (80)$$

Данное сечение соответствует проверке по коррозионной стойкости его оставляем для дальнейших расчетов.

Принимаем первоначально расстояние между полосами горизонтальных электродов в сети заземления:

$$l_{mn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mn}}(A+3) \quad (81)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9 \quad (82)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)}. \quad (83)$$

Длина горизонтальных полос в сетке заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2652}(11+1) = 1235,9 \text{ (м)} \quad (84)$$

Количество вертикальных электродов в сетке заземления:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56 \quad (85)$$

Принимаем:  $n_e = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов в сетке заземления:

$$l_e = 2,5 \text{ (м)}$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho_1 \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 2,5 \cdot 15} \right) = 0,447 \text{ (Ом)} \quad (86)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$\alpha u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (8,73 + 45)}} = 1,11 \quad (87)$$

$$R_u = R_c \cdot \alpha u = 0,447 \cdot 1,11 = 0,496 \text{ (Ом)} \quad (88)$$

Сопротивление заземлителя не превышает нормативного значения 0,5 Ом, расчет окончен.

## 14 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА ТМН 10000/110/10

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТМН 10000/110 подстанции «Портовая».

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках проводим расчет максимальной токовой защиты; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

### 14.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1mn} \geq I_{тноm} \quad (89)$$

где  $I_{тноm}$  – номинальный ток  $i$  стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее большее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ  $K_{та}$ .

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2mn} = \frac{I_{тноm i}}{K_{та}} \quad (90)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (91)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (92)$$

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

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность ТТ,  $\varepsilon = 0,1$  о.е.;

$\Delta U_{рег}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{рег} = 0,02$  о.е.;

$\Delta f_{\text{выр}}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,  $\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$  о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1\text{номтт}} \cdot K_{10}}{I_{\text{тноми}}} \geq \frac{I_{\text{КЗВНмакс}}}{I_{\text{тноми}}} \quad (93)$$

где  $I_{1\text{номтт}}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

$K_{10}$  – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБрасч}} \cdot I_{\text{скв}} - 0,7}{I_{\text{скв}} - I_{\text{Трасч}}} \quad (94)$$

Для силовых трансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают  $I_{\text{скв}} = 3$ ,  $K_{\text{пер}}^{\wedge} = 1,5$ ,  $K_{\text{пер}}^{\wedge\wedge} = 2,5$

$$I_{\text{Трасч}} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\text{min}}}{K_{T1}} \quad (95)$$

Значения  $I_{d\text{min}}^*$  и  $K_{T1}$  при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{\text{вн}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50,2 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{нн}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,8 \text{ (А)}$$

$$I_{2\text{вн}} = \frac{50,2 \cdot 5}{50} = 5,0 \text{ (А)}$$

$$I_{2\text{нн}} = \frac{549,8 \cdot 5}{600} = 4,58 \text{ (А)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рез} + \Delta f_{выр} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{омс} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рез} + \Delta f_{выр}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d \min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Задаемся значением  $I_{Трасч*} = 2,58$  и находим:

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,58} = 0,61$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4 и принимаем  $I_{Трасч*} = 2,25$ .

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4$$

## 14.2 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{сз} = \frac{k_{омс}}{k_{\varepsilon}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 50,2 = 65,88 \text{ (А)} \quad (96)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

$k_{\varepsilon}$  – коэффициент возврата токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср} = \frac{65,88}{(50/5)} = 6,59$$

Время срабатывания защиты от перегрузки, действующей на отключение принимаем равным 15 секунд.

### 14.3 Максимальная токовая защита.

В данном разделе проводится расчет уставки данной защиты при ее установке на силовые трансформаторы ПС «Портовая»

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{CЗ} = k_n \cdot I_{кзНН} \cdot k_{mp} \quad (97)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности;

$k_{mp}$  – коэффициент трансформации трансформатора;

$I_{кзНН}$  – максимальное значение тока короткого замыкания на шинах низкого напряжения ПС «Портовая»;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = 1,1 \cdot 29,15 \cdot 10,5 / 115 = 2,92 \quad (98)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{2,92 \cdot 1000}{(50/5)} = 292,0 \text{ (A)}$$

Защита принимается для трансформаторов ТМН 10000/110/10 ПС «Портовая».

### 14.4 Газовая защита.

В данном разделе рассматриваемая газовая защита устанавливается на трансформаторы ПС «Портовая».

Газовая защита устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением как в данном случае, имеющих расширительные баки.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, в данном случае ее установка обязательна, принимаем в качестве газового реле на трансформаторах 110/10 кВ ПС «Портовая» - реле Бухгольца».

## 15 ТЕЛЕМЕХАНИКА

На ПС «Портовая» для управления процессом переключения коммутационными аппаратами и для снятия показаний измерительных приборов используются средства телемеханики.

Телемеханика это специальный комплекс оборудования и программного обеспечения, который предназначен для приема и передачи информации и сигналов на различных объектах, а также позволяющей управлять оборудованием этих объектов.

В данном разделе рассмотрим что из себя представляет система телемеханики электроэнергетического объекта, в данном случае подстанции «Портовая».

Телемеханика на объектах электроэнергетики является специальной автоматизированной системой, которая включает в себя несколько отдельных систем таких как системы автоматического управления, средства технического и диспетчерского управления и программное обеспечение для сбора а также хранения, обработки и анализа, различной информации относительно работы электроэнергетического оборудования.

Организация передачи данных устройств телемеханики объектов с центральными пультами управления в зависимости от расположения объектов, используются различные средства связи, в том числе и беспроводные, высокочастотная связь, либо высоковольтные линии электропередач.

Система телемеханики выполняется таким образом, чтобы обеспечить высокую точность, высокую скорость, надежность передачи информации и сигналов управления оборудованием.

Следует отметить одно из важнейших задач этой системы это организация быстрой и точной фиксации изменения всех параметров электрической сети, электрического оборудования, их состояние, которое обеспечивается максимальной автоматизации данного процесса.

Данные системы применяют также для контроля и управления оборудованием электроэнергетических объектов которые располагаются на различной удалённости от их центров управления.

На энергетических объектах, на которых не допускается нахождение человека либо оно невозможно также применяются средства телемеханики.

Достоинства систем телемеханики это в первую очередь независимость от удалённости объектов контроля таких как центр управления объектами систем телемеханики.

На объектах используются современные средства связи, контроля и управления данными объектами, можно выполнять управление из любой точки планеты, независимо от их расположения то есть посредством телемеханики можно организовать контроль управление над всеми объектами которые могут располагаться в нескольких областях.

Также к достоинствам средств телемеханики относится возможность контроля всех процессов оперативным, техническим персоналом, проведение оперативных переключений на оборудовании либо во время ликвидации аварийной ситуации, при каких либо технологических нарушениях оперативно-технический персонал может контролировать все процессы.

Благодаря наличию систем телемеханики дежурный диспетчер выполняет операции с устройствами и оборудованием на подстанции «Портовая» в реальном времени и может контролировать процесс их выполнения.

При появлении каких-либо ошибок во время выполнения оперативных переключений диспетчер своевременно обнаруживает эту ошибку и сообщает о ней оперативному персоналу, что позволяет снизить вероятность возникновения различной нештатной ситуации.

При выполнении ремонта какого-либо оборудования, оперативный персонал выполняют все операции по отключению этого оборудования от электрической сети, но операции заземления будут проводиться только после того как вышестоящие оперативный персонал в данном случае диспетчер, лично убедиться в правильном выполнении всех переключений и возможности

производства дальнейших операций по заземлению электрооборудования в зависимости от сложности выполняемых переключений эта проверка выполняется многократно.

При использовании средств телемеханики производится экономия средств, снижаются затраты на содержание оперативного персонала, на контроль за работой оборудования, на считывание информации с микропроцессорных терминалов защит, снижается количество нарушений в режимах работы оборудования и каких-либо операций с выключателями автоматическими и высоковольтными.

Управление электроэнергетическим оборудованием персоналом на самом объекте занимает большое количество времени. обнаружения неисправностей и фиксация журнале, доклад вышестоящему оперативному персоналу также занимает большую часть времени, при этом с помощью устройств телемеханики можно в значительной степени сократить это время до минимума.

Управление оборудованием дистанционно посредством телемеханики и выполнение каких-либо операций производятся очень быстро, команда выполняется сразу же после такого распоряжения.

Рассмотрим также недостатки средств телемеханики, сюда относятся и уязвимость, так как телемеханика это сложный комплекс который может в любой момент выйти из строя, что приведет к нештатной ситуации, появлению ложных сигналов и сигналов её неработоспособности.

Можно сделать следующий вывод, что полностью отказаться от обслуживающего персонала на объектах электроэнергетики в настоящее время нельзя так как выход из строя устройств телемеханики приведет к серьезным ситуациям в которых обойтись без вмешательства человека невозможно.

Применение средств телемеханики в электроэнергетике сокращают количество необходимого персонала для обслуживания к примеру в группе нескольких подстанций благодаря наличию данных устройств отсутствует необходимость в наличии постоянного персонала на каждой из подстанции,

необходимость в постоянном контроле так как весь этот процесс выполняется дистанционно с диспетчерского пульта.

Что касается подстанции «Портовая» то в данном случае для ее обслуживания требуется лишь наличие оперативно-выездной бригады которая при возникновении какой-либо аварийной ситуации, вмешивается в работу оборудования, средства телемеханики передают всю необходимую информацию на пульт управления диспетчера и позволяют своевременно обнаружить возникшую неисправность либо аварийную ситуацию на данной подстанции.

## 16 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 16.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается реконструкция и модернизация подстанции 110 кВ «Портовая» в Амурской области, предполагается установка на данной ПС двух новых трансформаторов типа ТМН 10000/110/10.

*Безопасность при работах на силовых трансформаторах.*

Осмотр трансформаторов, которые находятся в работе, либо шунтирующих реакторов а также иного оборудования должны выполняться непосредственно с уровня земли, либо с использованием стационарных сооружений, которые оборудованы поручнями при этом расстояние до токоведущих частей не должно быть меньше допустимого.

В случае срабатывания газового реле трансформатора на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен, отключен от сети для отбора газа и его анализа.

Работы внутри трансформатора должны выполнять специальные рабочие, которые подготовлены для выполнения данной работы, и хорошо знающие путь перемещения при выполнении указанной работы.

При выполнении работы внутри силового трансформатора должна применяться специальная одежда работающего, которая должна быть чистой и удобной защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических факторов.

При работах внутри силового трансформатора, это работа должна выполняться по наряду не менее чем тремя членами бригады, из которых двое являются страхующими, при этом они должны находиться у смотрового люка, либо специализированного отверстия для установки высоковольтного ввода.

Освещение внутри силового трансформатора должно быть организовано переносным напряжением не более 12 вольт и иметь защитную сетку с заводским исполнением, при этом, при выполнении данной работы, возможно,

использовать аккумуляторные фонари, разделительные трансформаторы при выполнении этой работы должны устанавливаться снаружи трансформатора.

При выполнении работы внутри трансформатора в его бак подаётся осушенный воздух точка росы которого не превышает плюс 40 градусов, при этом время пребывания работников внутри бака не должно превышать 4 часа в сутки.

#### *Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях*

При выполнении работ на кабельных линиях и обнаружении каких-либо коммуникаций, кабелей и трубопроводов, либо подземных сооружений которые не указаны на плане, все работы должны быть прекращены до выяснения принадлежности этих объектов и разрешения соответствующих организаций на продолжение работы.

Выполнение работ на кабельных линиях на расстояние менее 1 м, механизмов различного ударного действия менее 5 м от трассы прохождения электрического кабеля при выполнении работы связанной с раскопками кабеля не допускается.

Муфта кабеля находящаяся в открытом состоянии должна укрепляться на специальной доске, которая подвешена с помощью проволоки либо троса и перекинута через траншею досками, которые закрываются специальной крышкой, одна сторона короба должна быть съёмная закрепляться без гвоздей.

При выполнении разрезания кабеля и вскрытия его соединительной муфты необходимо предварительно проверить отсутствие напряжения при этом должно использоваться специальное приспособление, которое представляет из себя изолирующую штангу со специальной стальной иглой и режущий наконечник.

Кабельные линии, у которых имеются два источника должны проверяться на отсутствие напряжения проколом со всех сторон, откуда может быть подано напряжение.

При выполнении прокола электрического кабеля должны использоваться диэлектрические перчатки, средства защиты от электрической дуги и

термических рисков, при этом должно использоваться изолирующее основание поверх траншеи на наибольшем расстоянии от ремонтируемого кабеля.

Процесс прокола кабеля должен выполняться двумя работниками, один из которых допускающий второй производитель либо производителем работ и ответственным руководителем работ, первый из которых обязательно должен пройти специальное обучение и будет выполнять прокол кабеля второй будет наблюдающим.

При заземлении приспособления для прокола кабеля должны быть использованы различные устройства заземления, которые погружаются в почву на глубину не менее 0,5м, при присоединении заземляющих поводков прокалывающего устройства следует использовать специальные хомуты, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

*Область применения Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок*

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (далее – Правила) распространяются на работников из числа электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнического персонала, а также на работодателей (физических и юридических лиц, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм), занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагаются на работодателя.

Работодатель в зависимости от специфики своей деятельности вправе устанавливать дополнительные требования безопасности, не противоречащие Правилам.

Требования охраны труда должны содержаться в соответствующих инструкциях по охране труда, доводиться до работника в виде распоряжений, указаний, инструктажа.

Машины, аппараты, линии и вспомогательное оборудование (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенные для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии (далее – электроустановки) должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами и изделиями медицинского назначения для оказания первой помощи работникам в соответствии с действующими правилами и нормами.

В организациях должен осуществляться контроль за соблюдением Правил, требований инструкций по охране труда, контроль за проведением инструктажей.

Ответственность за состояние охраны труда в организации несет работодатель, который вправе передать свои права и функции по этому вопросу руководящему работнику организации, наделенному в установленном порядке административными функциями (главный инженер, вице-президент, 2 технический директор, заместитель директора), руководителю филиала, руководителю представительства организации (далее - обособленное подразделение) распорядительным документом.

Лица, виновные в нарушении требований Правил, привлекаются к ответственности в установленном порядке.

*Требования к работникам, допускаемым к выполнению работ в электроустановках*

Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в

возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности, требования к которой предусмотрены приложением № 1 к Правилам.

Требования, установленные для электротехнического персонала, являются обязательными и для электротехнологического персонала.

Работник обязан соблюдать требования Правил, инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом инструктаже. Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение о проверке знаний норм труда и правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложениями №№ 2, 3 к Правилам.

Результаты проверки знаний по охране труда в организациях электроэнергетики оформляются протоколом проверки знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением № 4 к Правилам, и учитываются в журнале учета проверки знаний правил работы в

электроустановках, форма которого предусмотрена приложением № 5 к 3 Правилам.

Результаты проверки знаний по охране труда для организаций, приобретающих электрическую энергию для собственных бытовых и производственных нужд, фиксируются в журнале учета проверки знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением № 6 к Правилам.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении о проверке знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением № 2 к Правилам.

К специальным работам относятся:

- работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которым производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте с обязательным применением средств защиты от падения с высоты (далее - верхолазные работы);

- работы без снятия напряжения с электроустановки, выполняемые с прикосновением к первичным токоведущим частям, находящимся под рабочим напряжением, или на расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимого (далее - работы под напряжением на токоведущих частях);

- испытания оборудования повышенным напряжением (за исключением работ с мегаомметром);

- работы, выполняемые со снятием рабочего напряжения с электроустановки или ее части с прикосновением к токоведущим частям, находящимся под наведенным напряжением более 25 В на рабочем месте или на расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимого (далее - работы под наведенным напряжением).

Стажировка, дублирование проводятся под контролем опытного работника, назначенного организационно-распорядительным документом (далее – ОРД).

Допуск к самостоятельной работе должен быть оформлен ОРД организации или обособленного подразделения.

Работник, в случае если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

*Охрана труда при оперативном обслуживании и осмотрах электроустановок*

Оперативные переключения должны выполнять работники, осуществляющие оперативное управление и обслуживание электроустановок (осмотр, оперативные переключения, подготовку рабочего места, допуск и надзор за работающими, выполнение работ в порядке текущей эксплуатации) 4 (далее - оперативный персонал), или работники, специально обученные и подготовленные для оперативного обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним электроустановок (далее - оперативно - ремонтный персонал), допущенные к работам ОРД организации или обособленного подразделения.

В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности (далее – группа) IV, остальные работники в смене - группу III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

Вид оперативного обслуживания электроустановок, а также число работников из числа оперативного персонала в смене устанавливается ОРД организации или обособленного подразделения.

При оперативном обслуживании, осмотрах электроустановок, а также выполнении работ в электроустановках не допускается приближение людей, гидравлических подъемников, телескопических вышек, экскаваторов, тракторов, автопогрузчиков, бурильно-крановых машин, выдвижных лестниц с механическим приводом (далее - механизмы) и технических устройств циклического действия для подъема и перемещения груза (далее - грузоподъемных машин) к находящимся под напряжением неогражденным токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице № 1.

Единоличный осмотр электроустановки, электротехнической части технологического оборудования имеет право выполнять работник, из числа оперативного персонала, имеющий группу не ниже III, обслуживающий данную электроустановку в рабочее время или находящийся на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала (руководители и специалисты, на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в электроустановках (далее – административно - технический персонал), имеющий группу V - для электроустановок напряжением выше 1000 В и работник, имеющий группу IV - для электроустановок напряжением до 1000 В.

Право единоличного осмотра предоставляется на основании ОРД организации (обособленного подразделения).

Осмотр воздушных линий электропередачи (устройств для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах) (далее - ВЛ) должен выполняться в соответствии с требованиями пунктов 7.15, 38.71, 38.72, 38.73 Правил.

За начало и конец воздушной линии электропередачи принимаются линейные порталы или линейные вводы электроустановки, служащей для приема и распределения электроэнергии и содержащей коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы (далее – распределительные устройства), а для ответвлений - ответвительная опора и линейный портал или линейный ввод распределительного устройства. РУ бывают: открытые (далее - ОРУ) – РУ, где все или основное оборудование расположено на открытом воздухе; закрытое (далее - ЗРУ) – РУ, оборудование которого расположено в здании; комплектные (далее - КРУ) – РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и электроавтоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться в электроустановки в сопровождении оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку, имеющего группу IV - в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III - в электроустановках напряжением до 1000 В, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

Сопровождающий работник должен осуществлять контроль за безопасностью людей, допущенных в электроустановки, и предупреждать их о запрещении приближаться к токоведущим частям.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния, менее указанных в таблице № 1.

Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок.

Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3 - 35 кВ приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в ЗРУ и менее 8 м в ОРУ и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью ликвидации замыкания и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозщитными средствами.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения оперативного персонала.

Отключать и включать электрические аппараты, предназначенные для коммутации электрической цепи и снятия напряжения с части электроустановки (выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель, автомат, рубильник, пакетный выключатель, предохранитель) (далее - коммутационные аппараты) и заземлители (заземляющие разъединители, заземляющие ножи) напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять: предохранители в цепях управления, электроавтоматики, блокировки, измерения, релейной защиты, контроля и сигнализации (далее - вторичные соединения или цепи); предохранители трансформаторов напряжения; предохранители пробочного типа.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться: в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица, глаз от механических воздействий и термических рисков электрической дуги; в электроустановках напряжением до 1000 В -

изолирующими клещами, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица, глаз от механических воздействий и термических рисков электрической дуги.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок.

Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации (обособленного подразделения).

Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала.

В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи могут быть на учете у административнотехнического персонала.

Ключи от электроустановок должны быть пронумерованы и храниться в запираемом ящике.

Один комплект должен быть запасным.

Выдача ключей должна быть заверена подписью работника, ответственного за выдачу и хранение ключей, а также подписью работника, получившего ключи.

Ключи от электроустановок должны выдаваться:

- работникам, имеющим право единоличного осмотра, в том числе оперативному персоналу - от всех помещений, вводных устройств, щитов и щитков;

- допускающему из числа оперативного персонала, ответственному руководителю работ и производителю работ, наблюдающему при допуске к работам по наряду-допуску, распоряжению от помещений, вводных устройств, щитов, щитков, в которых предстоит работать;

- оперативному или оперативно-ремонтному персоналу при работах, выполняемых в порядке текущей эксплуатации от помещений, в которых предстоит работать, вводных устройств, щитов и щитков.

Ключи подлежат возврату ежедневно по окончании осмотра или работы.

При работе в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи от электроустановок должны возвращаться не позднее следующего рабочего дня после осмотра или полного окончания работы.

Работодатель должен обеспечить учет выдачи и возврата ключей от электроустановок.

#### *Охрана труда при производстве работ в действующих электроустановках*

Работы в действующих электроустановках должны проводиться: по заданию на производство работы, оформленному на специальном бланке установленной формы и определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы (далее – наряддопуск, наряд), форма которого и указания по его заполнению предусмотрены приложением № 7 к Правилам; по распоряжению; на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд (ответственным руководителем или производителем работ).

Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью "Согласовано" на лицевой стороне второго наряда, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, а также ремонт ВЛ независимо от напряжения,

должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации.

Работы на линиях под наведенным напряжением (отключенных ВЛ, воздушных линиях связи (далее – ВЛС), на линиях для передачи электроэнергии, состоящих из участков в воздушном и кабельном исполнении, соединенных между собой (далее – КВЛ), которые проходят по всей длине линии или на отдельных участках вблизи ВЛ напряжением 6 кВ и выше или вблизи контактной сети электрифицированной железной дороги переменного тока, находящихся под рабочим напряжением, на проводах (тросах) которых при различных схемах их заземления (а также при отсутствии заземлений) при наибольшем рабочем токе влияющих ВЛ наводится напряжение более 25 В, а также всех ВЛ, сооруженных на двухцепных (многоцепных) опорах при включенной хотя бы одной цепи напряжением 6 кВ и выше (далее - ВЛ под наведенным напряжением) выполняются по ППР на выполняемую работу по наряду-допуску.

В электроустановках напряжением до 1000 В при работе под напряжением необходимо: снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их; работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре; применять изолированный инструмент (у отверток должен быть изолирован стержень) или пользоваться диэлектрическими перчатками.

Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры.

Не допускается в электроустановках работать в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет менее расстояния, указанного в таблице № 1.

Не допускается при работе около неогражденных токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Не допускается прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

В пролетах пересечения в ОРУ и на ВЛ при замене проводов (тросов) и относящихся к ним изоляторов и арматуры, расположенных ниже проводов, находящихся под напряжением, через заменяемые провода (тросы) в целях предупреждения подсечки расположенных выше проводов должны быть перекинута канаты из растительных или синтетических волокон.

Канаты следует перекидывать в двух местах - по обе стороны от места пересечения, закрепляя их концы за якоря, конструкции.

Подъем провода (троса) должен осуществляться медленно и плавно.

Работы в ОРУ на проводах (тросах) и относящихся к ним изоляторах, арматуре, расположенных выше проводов, тросов, находящихся под напряжением, необходимо проводить в соответствии с ППР, утвержденным руководителем организации или обособленного подразделения. В ППР должны быть предусмотрены меры для предотвращения опускания проводов (тросов) и для защиты от наведенного напряжения.

Не допускается замена проводов (тросов) при этих работах без снятия напряжения с пересекаемых проводов.

Работникам следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Не допускаются работы в неосвещенных местах.

Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работников.

При приближении грозы должны быть прекращены все работы на ВЛ, ВЛС, ОРУ, на вводах и коммутационных аппаратах ЗРУ, непосредственно

подключенных к ВЛ, на линиях для передачи электроэнергии или отдельных импульсов ее, состоящих из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслonaполненных кабельных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла (далее – КЛ), подключенных к участкам ВЛ, а также на вводах ВЛС в помещениях узлов связи и антенно-мачтовых сооружениях.

## **16.2 Экологичность работы**

Данная работа рассматривает установку на ПС «Портовая» трансформаторов большой мощности, вследствие этого в данном разделе рассматривается расчет основных параметров маслоприемников для них.

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является вытекающее трансформаторное масло.

Загрязнение может произойти во время аварий с разрушением корпуса, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений.

Для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение специальных сборных устройств - маслоприемников.

На подстанции «Портовая» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 10000/110/10 с размерами (м) 5,6×3,48×4,9 и массой масла 11,05 т в связи с этим маслоприемник принимается без отвода масла [11].

1) Габариты маслоприемника выступают за геометрические размеры трансформатора на 1,5 м [11].

2) Маслоприемники выполняем закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения.

Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной 0,25 м [11];

Верхний уровень гравия располагаем на расстоянии не менее чем 75 мм ниже уровня окружающей планировки [11].

3) Маслоприемник оборудуем сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на основной щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника обрабатываются маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{11,05}{0,88} = 12,55 \text{ (м}^3\text{)} \quad (99)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>).

Находим площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{mn}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (5,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,48 + 2 \cdot 1,5) = 41,65 \text{ (м}^2\text{)} \quad (100)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника.

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (5,6 + 3,48) \cdot 2 \cdot 4,9 = 88,98 \text{ (м}^2\text{)} \quad (101)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м).

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  (л/(с×м<sup>2</sup>)) и нормативное время тушения  $t$  (сек) соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с×м}^2\text{))},$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}.$$

Находим объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{mn}} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (41,65 + 88,98) \cdot 10^{-3} = 47,03 \text{ (м}^3\text{)} \quad (102)$$

Находим объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{\text{ммH}_2\text{O}} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} = 12,55 + 0,8 \cdot 47,03 = 50,17 \text{ (м}^3\text{)} \quad (103)$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{\text{ммH}_2\text{O}}$

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{ммH}_2\text{O}}}{S_{\text{мн}}} = \frac{50,17}{41,35} = 1,2 \text{ (м)} \quad (104)$$

Высота гравийной подушки принимается равной

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}.$$

Высота воздушной прослойки принимается равной

$$H_{\text{вн}} = 0,05 \text{ (м)}.$$

Полная высота маслоприемника в таком случае составит [11]:

$$H_{\text{нмн}} = H_{\text{мн}} + H_{\text{вн}} + H_z = 1,2 + 0,05 + 0,25 = 1,5 \text{ (м)}. \quad (105)$$

### 16.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций:  
пожар на ОРУ вследствие короткого замыкания.

В связи с тем, что на ПС «Портовая» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

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

Предупреждение пожара на ПС «Портовая» достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или

внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему предотвращения пожара на ПС «Портовая» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

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

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности на ПС «Портовая» заключается в создании противопожарных преград и разрывов.

Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки

Рассмотрим подробно виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ ПС «Портовая»

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ ПС «Портовая», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На ПС «Портовая» применяем установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения.

Тушение пожара водой является наиболее экономичным средством.

Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество паров, которые затрудняет доступ воздуха к месту пожара.

Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает

тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в данной работе на ПС «Портовая» устанавливаются:

на ПС в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, аналогично ЗРУ 10 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м<sup>3</sup> [15]

В ЗРУ 10 ПС «Портовая» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество.

Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к источникам воды необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега [15].

Вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции «Портовая» обеспечиваются первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Переносные огнетушители на ПС «Портовая» размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты).

Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых огнетушителей должна быть опломбирована [15].

Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения.

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

## 17 ЗАТРАТЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТА

Капиталовложение на реконструкцию ПС «Портовая» вычисляются по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ} \quad (106)$$

где  $K_{ОРУ}$  – стоимости открытого распределительного устройства (ОРУ);

$K_{ТР}$  – стоимости трансформаторов;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:

– выкуп земли

– благоустройство территории

– подвод коммуникаций, и.т.д.

Определяем стоимость открытого распределительного устройства на подстанции «Портовая»:

Определяем стоимость РУВН, при расчете принимается стоимость одной ячейки элегазового выключателя и количество этих ячеек (в данном случае 3 (стоимость определяется согласно укрупненным стоимостным показателям в ценах 2000 года):

$$K_{ОРУ} = N_{яч} \cdot K_{яч} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (107)$$

где  $N_{яч}$  – количество ячеек элегазовых выключателей 110 кВ;

$K_{яч}$  – стоимость ячеек в ценах 2000 года;

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции

$K_p$  – районный коэффициент;

$$K_{ОРУ} = 2 \cdot 7,3 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 100,97 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформатора:

$$K_{TP} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (108)$$

где  $N_{тр}$  – количество трансформаторов 110 кВ;

$K_{тр}$  – стоимость трансформаторов в ценах 2000 года;

$$K_{TP} = 2 \cdot 4,3 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 59,48 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (109)$$

где  $K_{пост}$  – стоимость постоянной части затрат в ценах 2000 года;

$$K_{ПОСТ} = 9,0 \cdot 5,32 \cdot 1,3 = 62,24 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения для строительства ПС:

$$K_{ПС} = 100,97 + 59,48 + 62,24 = 222,69 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом расчет показал что при замене оборудования на ПС Портовая (с учетом замены трансформаторов на современные) общая величина капиталовложений составит 222,69 млн. рублей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рассматриваемой работе в процессе ее выполнения был разработан вариант реконструкции системы электроснабжения имеющей центр питания подстанцию «Портовая» города Благовещенск Амурской области.

Основным оптимальным решением обеспечивающим повышение надёжности внешнего электроснабжения данного района электрических сетей является замена оборудования на современное непосредственно как в сетях а так же на источнике питания.

В ходе выполнения данной работы было проведено значительное количество расчетов параметров таких как электрические нагрузки на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, выполнен расчет токов короткого замыкания, определены сечения воздушных линий, мощности трансформаторов и так далее.

В ходе расчёта также выполнен расчет молниезащиты в качестве защиты оборудования распределительных устройств от грозовых перенапряжений, выполнен расчет защиты силового трансформатора, а также рассмотрены основные вопросы безопасной эксплуатации электротехнического оборудования на подстанции «Портовая».

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Виноградова, А.В. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по теме «Расчет понизительной подстанции в системе электроснабжения» [Электронный ресурс] : методические указания / А.В. Виноградова. — Электрон. дан. — Орел : ОрелГАУ, 2013. — 89 с.

2 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2015. — 538 с.

3 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением до 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2010. — 400 с.

4 Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие/ В.И. Васильченко [и др.].— Электрон. текстовые данные.— Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011.— 243 с.

5 Конюхова Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учебник для вузов/ Конюхова Е.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2014.— 510 с.

6 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавцев, Н.А. Черемисинова. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2014. — 192 с.

7 Куско, А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии [Электронный ресурс] / А. Куско, М. Томпсон. — Электрон. дан. — Москва : ДМК Пресс, 2010. — 334 с.

8 Малафеев, С.И. Надежность электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.И. Малафеев. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2018. — 368 с.

9 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения»

[Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

10 Надёжность систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / П.В. Крючин [и др.]. — Электрон. дан. — Самара : , 2018. — 110 с.

11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Родыгина, С.В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. Передача, распределение, преобразование электрической энергии [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.В. Родыгина. — Электрон. дан. — Новосибирск : НГТУ, 2017. — 72 с.

13 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211

14 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

15 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2015.

16 СТО ДИВГ-058-2017. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. 2017г.

17 Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2012. — 432 с.

18 Ханин, Ю.И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.И. Ханин, Р.П. Короткий. — Электрон. дан. — Волгоград : Волгоградский ГАУ, 2018. — 124 с.

19 Шлейников, В.Б. Курсовое проектирование по электроснабжению [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Б. Шлейников. — Электрон. дан.

— Оренбург : ОГУ, 2017. — 104 с.

20 Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ресурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Электрон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.

21 Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок

Наименование ТП	Расчетная активная мощность (кВт)	Расчетная реактивная мощность (квар)	Расчетная полная мощность (кВА)
69	359,15	125,26	380,37
69а	689,52	221,32	724,17
76	337,92	96,1	351,31
74	689,54	185,26	713,99
77а	710,23	155,26	727,00
84	542,32	154,18	563,81
85	1023,46	325,56	1073,99
85а	259,24	89,56	274,27
85б	912,33	245,26	958,23

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов

Наим. ТП	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$N$	$K_{эф}$	$K_{за}$	Заключение	Необходимость замены трансформатора
69	400	1	0,95	-	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
69а	400	2	0,91	1,81	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
76	250	2	0,72	1,44	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
74	630	3	0,38	0,57	$K_{эф}$ ниже нормы	Замена не требуется
77а	250+40 0	2	1,12	2,9/1, 81	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
84	400	2	0,70	1,4	$K_{эф}$ равен нормативному	Замена не требуется
85	630	2	0,85	1,70	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность
85а	250	2	0,55	1,10	$K_{эф}$ ниже нормы	Замена не требуется
85б	400	2	1,20	2,40	$K_{эф}$ выше нормы	Замена на большую мощность

## ПРИЛОЖЕНИЕ В Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

Наим. ТП	Расчетная полная мощность (кВА)	$S_{p.тр}$ (кВА)	$K_{эф}$	$K_{за}$	$N$ (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
69	380,37	447,49	0,60	-	1	630
69а	724,17	517,26	0,57	1,15	2	630
76	351,31	261,52	0,48	0,96	2	400
77а	727,00	519,29	0,58	1,15	2	630
85	1073,99	767,14	0,54	1,07	2	1000
85б	958,23	684,45	0,48	0,96	2	1000

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Расчет нагрузки на стороне ВН ТП

Наим. ТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{PBH}$ (кВт)	$Q_{PBH}$ (квар)	$S_{PBH}$ (кВА)
69	6,45	38,48	39,01	695,97	259,80	763,18
69а	3,13	18,67	18,93	341,05	114,77	370,24
76	6,36	37,94	38,47	695,90	223,20	752,46
74	6,48	38,63	39,17	716,71	193,89	766,17
77а	5,02	29,96	30,37	547,34	184,14	594,18
84	9,57	57,06	57,86	1033,03	382,62	1131,85
85	2,44	14,57	14,78	261,68	104,13	289,05
85а	8,54	50,91	51,62	920,87	296,17	1009,85
85б	6,45	38,48	39,01	695,97	259,80	763,18