

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Павловка-1 напряжение 110/35/10 кВ в Приморских электрических сетях

Исполнитель

студент группы 342зсб2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.П. Ершов

Руководитель

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

И.Г. Подгурская

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Ершова Андрея Петровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электро-снабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Павловка-1 напряжение 110/35/10 кВ в Приморских электрических сетях

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

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

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

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Подгурская Ирина Геннадьевна  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 86 с., 11 рисунков, 35 таблиц, 96 формул, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен вариант реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения поселка «Павловка» Приморского края с центром питания ПС 110/35/10 «Павловка-1». Выполнен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций поселка, рассчитаны сечения кабельных и воздушных линий электропередачи, определены необходимые мощности трансформаторов КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 110/35/10 кВ «Павловка-1». Рассчитаны зоны молниезащиты на ОРУ 110-35 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет микропроцессорной защиты силового трехобмоточного трансформатора, вновь устанавливаемого на ПС «Павловка-1». Рассмотрены экономические и вопросы безопасной эксплуатации маслonaполненного оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика потребителей 10 кВ ПС «Павловка-1»	8
2 Анализ существующей схемы электроснабжения	9
3 Климатическая характеристика местности	11
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП 10/0,4	13
5 Выбор мощности трансформаторов КТП 10/0,4	18
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП	21
7 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	24
8 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	27
8.1 Проверка распределительных сетей 10 кВ на воздействие котлов КЗ	31
8.2 Проверка распределительных сетей 10 кВ по допустимой потере напряжения	32
9 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Павловка-1»	34
9.1 Определение мощности компенсирующих устройств	35
9.2 Выбор числа и мощности трансформаторов	37
9.3 Реконструкция РУ ВН «Павловка-1»	39
10 Расчет токов короткого замыкания на ПС «Павловка-1»	41
11 Выбор оборудования 110, 35, 10 кВ ПС «Павловка-1»	50
11.1 Выбор выключателей 110 кВ	50
11.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	52
11.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	53
11.4 Выбор разъединителей	53
11.5 Выбор трансформаторов тока	54
11.6 Выбор трансформаторов напряжения	58
11.7 Выбор жестких шин	60
11.8 Выбор гибкой ошиновки	61

11.9 Выбор ОПН	62
11.10 Выбор высокочастотных заградителей на стороне 110 кВ	64
11.11 Собственные нужды и оперативный ток	64
12 Защита от прямых ударов молнии	69
13 Расчет сети заземления	70
14 Расчет капиталовложений и издержек на оборудование	74
15 Чрезвычайные ситуации	77
Заключение	81
Библиографический список	82
Приложение А Потребители 0,4 Кв	84
Приложение Б Определение расчетных нагрузок 0,4 кВ	85
Приложение В Расчет мощности трансформаторов КТП	86

## ВВЕДЕНИЕ

В 2013 году были разработаны схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы. Важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Это связано с тремя причинами, регулирующими рост энергопотребления:

- а) интенсивное промышленное освоение территорий ДФО;
- б) внутренняя политика государства, направленная на демографический прирост населения и развитием научно - технического прогресса.

Все это требует развития и переоснащения существующих электроэнергетических систем, внедрения новых технологий и современного оборудования данный процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В настоящей выпускной квалификационной работе рассматриваются вопросы реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Павловка-1», большинство электрооборудования которой эксплуатируется с 1976 года и давно выработало свой ресурс. Устаревшее оборудование создает угрозу нормального функционирования энергосистемы в частности ПС «Павловка-1» и подключенных от нее потребителей электроэнергии т.к. вероятность выхода из строя оборудования увеличивается с каждым годом эксплуатации оборудования.

Основными требованиями к проектам систем электроснабжения являются: надежность электроснабжения потребителей и их экономичность. Надежность электроснабжения обеспечивается выбором наиболее совершенных электротехнических установок, силовых трансформаторов, кабельно-проводниковой продукции, соответствием электрических нагрузок в нормальных и аварийных режимах номинальным нагрузкам указанных элементов.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка оптимального

варианта реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Павловка-1» для обеспечения требуемого качества и надежности электроснабжения, а также модернизация системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Павловка-1».

Задачами выпускной квалификационной работы являются:

- расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения КТП 10/0,4 кВ;
- расчет электрических нагрузок НН, СН ПС 110/35/10 кВ Павловка-1;
- выбор числа и мощности силовых трансформаторов;
- выбор и проверка оборудования подстанции;
- защита оборудования подстанции от прямых ударов молнии;
- экономическое обоснование проекта.

Проект реконструкции выполнен в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов.

В данной работе применялись следующие программные продукты компании Microsoft: Word, Excel, Visio, в качестве текстового, табличного и графического редактора. Для выполнения математических расчетов применялся программный комплекс Mathcad

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ 10 КВ ПС «ПАВЛОВКА-1»

Питание от ПС «Павловка-1» на напряжении 10 кВ получают следующие двухтрансформаторные КТП: №1, №2, №3, №66, №82, «Котельная»; так же в системе электроснабжения имеются однострансформаторные КТП: «Лесозаготовка», «Освещение промышленного узла», «Насосная». К основным потребителям относятся следующие: жилые дома, школа, детский сад, магазины, пожарное депо, вокзал, водозабор, очистные сооружения, котельная, больница, лесопереработка. Основная часть потребителей относится к третьей категории электроснабжения, но также имеется вторая, первая категория в нагрузке отсутствует.

Основная часть потребителей по категории надежности электроснабжения, относится ко второй категории, но также в нагрузке присутствует и третья категория. К характерным потребителям можно отнести объекты социального назначения: больница, детский сад, школа, магазины, вокзал; жилищно - коммунального назначения: коттеджи, жилые многоквартирные дома. Так же в работе рассматриваются такие потребители как котельная, насосная станция, преобладающей по мощности в этом случае является электродвигательная нагрузка (в частности асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором) в частности на котельной это сетевые насосы номинальной мощностью 200 кВт каждый в количестве 4 штук. На насосной станции установлены так же электродвигатели насосов, но меньшей мощности. Трансформаторная КТП «Котельная» должна обеспечивать надежность электроснабжения как для потребителей второй категории на ней установлено два силовых трансформатора.

В качестве небольшого промышленного потребителя третьей категории выступает «Лесозаготовка», предприятие, занимающееся заготовкой и обработкой древесины. К этому потребителю относятся две однострансформаторные КТП «Освещение промышленного узла» и «Лесозаготовка».



## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ОРУ 110 кВ ПС «Павловка-1» выполнено по схеме «одна секционированная разъединителем система шин» от данного распределительного устройства ПС имеет связь по двум ВЛ с ПС «Уссурийск-2» и «Ярославка». На ПС установлено два трехобмоточных трансформатора номинальной мощностью 10000 кВа и оборудованные устройством регулирования напряжения под нагрузкой. На ПС так же имеется распределительное устройство среднего напряжения, выполненное по схеме «одна секционированная система шин» к ОРУ 35 подключены три ВЛ в сторону ПС «Карьерная-1» и «Озерная падь», на напряжении 10 кВ распределительное устройство выполнено по схеме «две секции с секционным выключателем». Распределительная сеть 10 кВ включающая КТП №66 и № 82 выполнена по схеме кольца, а КТП №1, №2, №3 по магистральной схеме, при этом между РУ 10 кВ «Павловка-1» имеется промежуточный распределительный пункт РП на который питание приходит от РУ 10 кВ ПС «Павловка -1». КТП «Котельная» напрямую подключена к РУ 10 кВ РП через ВЛ и кабельные вставки.

Однолинейная схема распределительной сети напряжением 10 кВ представлена на рисунке 1.

КТП имеющие два трансформатора имеют две питающие линии, распределительное устройство высокого и низкого напряжения на них разделено на две секции для повышения надежности электроснабжения потребителей, при этом на стороне низкого напряжения имеется автоматический ввод резерва путем включения секционного автоматического выключателя. На одно трансформаторных КТП резервное питание отсутствует, при отключении питающей линии или трансформатора прекращается электроснабжение, это обусловлено категорией потребителей.

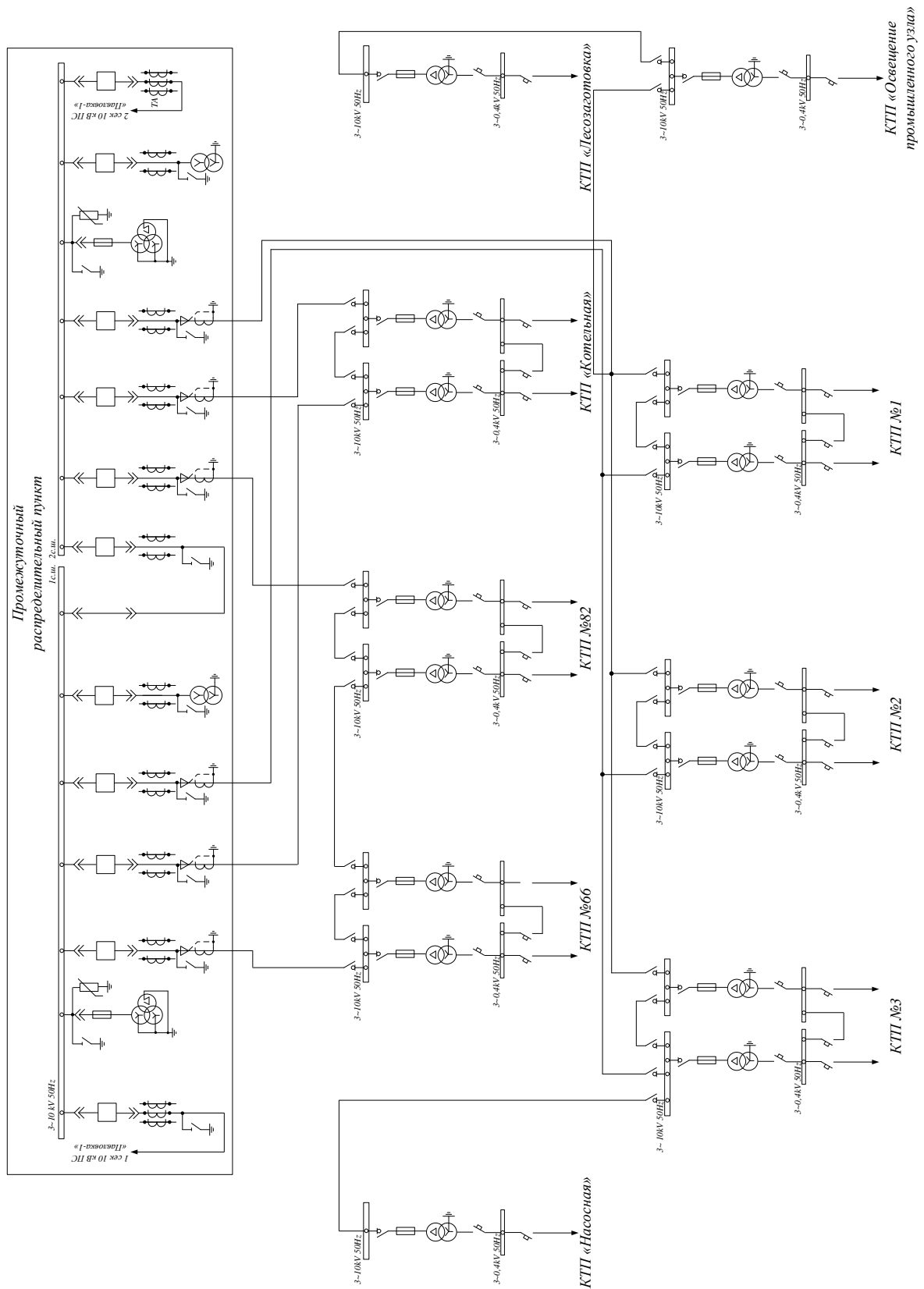


Рисунок 1 Однолинейная схема сети 10 кВ с центром питания ПС Павловка-1

### 3 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТНОСТИ

Климатические условия района, в котором находится п. «Павловка-1», соответствуют умеренному климатическому поясу.

Вся территория находится под воздействием восточноазиатской муссонной циркуляции, которая обуславливает сезонную смену направления ветров, типов воздушных масс, увеличение относительной влажности и осадков в тёплый период года и резко различающиеся типы погоды по сезонам.

Зимой – холодные и сухие массы воздуха, преобладающее направление ветров – северо-западное.

Зимние типы погоды характеризуются мало снежностью и сильными морозами. Морозы достигают  $-35 \div -40$  °С. Среднемесячная температура в январе достигает  $-25 \div -32$  °С. Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего  $20 \div 40$  см (нормативная снеговая нагрузка 700 Па).

Лето теплое и влажное. Туманы обильны, особенно в первую половину лета. Летние муссонные дожди возникают обычно в июле и увеличиваются к началу августа. Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества. Количество осадков в год примерно 500 – 600 мм. Средняя июльская температура достигает примерно  $+30 \div 35$  °С.

Осень ясная, теплая, с прозрачным сухим воздухом. Безветренная погода продолжается до октября. В октябре наступают заморозки.

В настоящей выпускной квалификационной работе все расчеты будут производиться с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий в районе ПС «Павловка-1», в таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

№	Наименование	Значение
1	район по гололеду	3
2	нормативная стенка гололеда, мм	10
3	район по ветру	3
4	низшая температура воздуха, °С	- 50
5	среднегодовая температура воздуха, °С	1,1
6	высшая температура воздуха, °С	+ 40
7	число грозových часов в год	45
8	высота снежного покрова, макс/средн., см	45/15
9	степень загрязнения атмосферы	1
10	температура при гололеде, °С	- 10
11	глубина промерзания грунтов, м	3
12	сейсмичность района, баллы	6
13	Высота над уровнем моря,	314

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 КВ КТП 10/0,4 кВ

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента совмещения максимумов нагрузки зависящим от количества потребителей.

Потребление электроэнергии определяется электроосвещением и электроприемниками повседневного применения

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих измерительных и коммутационных элементов сети, силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, защиты сетей и электрооборудования.

В данном разделе рассматривается определение расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ с центром питания «Павловка-1», в таблице 2 приведены исходные данные по потребителям, подключенным к шинам 0,4 кВ КТП.

На основании данных указанных в этой таблице производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения одно трансформаторной КТП «Лесозаготовка». Так же данные о потребителях 0,4 кВ представлены в приложении А

Предварительно определяем групповой коэффициент использования электроприемников по следующей формуле, расчет проводится только для двигательной нагрузки [3]:

$$k_{\text{групп}} = \frac{\sum k_{\text{ui}} \times P_{\text{ном}i}}{\sum P_{\text{ном}i}} \quad (1)$$

где  $k_{\text{ui}}$  - коэффициент использования отдельного  $i$ -го потребителя.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование КТП	Потребитель	Количество	$P_{ном}$ (кВт)
№1	Дачи	30	-
	КНС (насосы)	3	22
	КНС (освещение)	80 м <sup>2</sup>	-
№2 «Водозабор»	Электродвигатели насосов	4	22
	Освещение	55 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев помещения	-	15
№3 «Вокзал»	Здание вокзала	400 м <sup>2</sup>	-
	Электродвигатели	6	1,5
«Котельная»	Электродвигатели насосов	4	200
	Освещение	200 м <sup>2</sup>	-
№ 66	Жилые дома	7	-
	Детский сад	300 мест	-
№ 82	Жилые дома	8	-
	Школа	300 мест	-
	Пожарное депо	400 м <sup>2</sup>	-
	Магазин	100 м <sup>2</sup>	-
	Больница	400 м <sup>2</sup>	-
«Насосная»	Электродвигатели насосов	2	5,5
	Освещение	55 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев	-	15
«Освещение промышленного узла»	Освещение	4000 м <sup>2</sup>	-
«Лесозаготовка»	Освещение	2000 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев	-	25
	Деревообрабатывающие станки	8	5,5-15

Таблица 3 – Электроприемники 0,4 кВ КТП «Лесозаготовка»

Наименование КТП	Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	cosφ	$k_{ui}$
«Лесозаготовка»	Деревообрабатывающий станок	2	5,5	0,65	0,2
	Деревообрабатывающий станок	3	15	0,65	0,2
	Циркулярная пила	3	15	0,65	0,17
	Освещение	2000 м <sup>2</sup>	-	0,5	1
	Отопление	-	25	1	1

$P_{нoмi}$  - номинальная мощность согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя:

$$k_{uzp} = \frac{0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3}{5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3} = 0,18$$

Далее определяем эффективное число электроприемников по следующей формуле [3]:

$$n_э = \frac{\left(\sum n_i \times P_{нoмi}\right)^2}{\sum n_i \times P_{нoмi}^2} \quad (2)$$

где  $n_i$  - число электроприемников.

$$n_э = \frac{(5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3)^2}{5,5^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 3 + 15^2 \cdot 3} = 7,23$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников подключенных к шинам НН КТП «Лесозаготовка», используя коэффициент использования по следующей формуле [3]:

$$P_{cp} = \sum k_{ui} \times P_{нoмi} \quad (3)$$

$$P_{cp} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 = 18,85 \text{ (кВт)}$$

По кривым зависимости определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования электроприемников. В данном случае принимаем  $k_p = 1,5$ , определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по формуле:

$$P_p = P_{cp} \cdot k_p \quad (4)$$

$$P_p = 18,85 \cdot 1,5 = 28,28 \text{ (кВт)}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах НН рассматриваемой КТП от электродвигательной нагрузки [3]:

$$q_{cp} = \sum k_{ui} \times p_{номi} \times tg \varphi_i \quad (5)$$

$$q_{cp} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 = 22,04 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников менее 10 единиц, находится по формуле:

$$q_p = 1,1 \cdot q_{cp} \quad (6)$$

$$q_p = 1,1 \cdot 22,04 = 24,24 \text{ (квар)}$$

Далее определяется расчетная мощность осветительной нагрузки по следующей формуле [3]:

$$P_{p.o} = P_{уд} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где  $P_{уд.o}$  - удельная мощность освещения производственного помещения, приходящаяся на  $1 \text{ м}^2$  (кВт/  $\text{м}^2$ ).

$S_{ном}$  - площадь освещения ( $\text{м}^2$ )

$$P_{росв} = 0,012 \cdot 2000 = 24 \text{ (кВт/ м}^2\text{)}$$

Реактивная мощность, потребляемая освещением:

$$q_{росв} = P_{росв} \cdot tg \varphi \quad (8)$$

где  $tg \varphi$  - коэффициент мощности освещения.

$$q_{росв} = 24 \cdot 1,7 = 40,8 \text{ (квар/ м}^2\text{)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП «Лесозаготовка»:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{росв} + P_{нагр} \quad (9)$$

$$q_{p\Sigma} = q_p + q_{росв} \quad (10)$$



$$S_{p\Sigma} = \sqrt{p_{p\Sigma}^2 + q_{p\Sigma}^2} \quad (11)$$

где  $P_{pнагр}$  - расчетная мощность нагревательных элементов системы отопления (кВт).

$$p_{p\Sigma} = 28,28 + 24 + 25 = 77,25$$

$$q_{p\Sigma} = 24,24 + 40,8 = 65,04$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{77,25^2 + 65,04^2} = 101,01$$

В данном примере рассматривался расчет электрических нагрузок промышленного предприятия «Лесозаготовка». Расчет нагрузок относительно шин низкого напряжения остальных КТП проводится аналогичным образом, в расчете жилых домов, учитывается удельная мощность нагрузки, приходящаяся на одну квартиру, один квадратный метр торговой площади, результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные данные по нагрузкам на шинах НН КТП

Наименование КТП	$p_{p\Sigma}$ (кВт)	$q_{p\Sigma}$ (квар)	$S_{p\Sigma}$ (кВА)
КТП №1	174,96	46,81	181,11
КТП №2 «Водозабор»	56,76	30,79	64,57
КТП №3 «Вокзал»	32,66	28,22	43,61
КТП «Котельная»	677,13	470,51	824,44
КТП № 66	574,81	121,86	587,12
КТП № 82	671,21	175,7	693,81
КТП «Насосная»	25,56	10,38	27,58
КТП «Освещение промышленного узла»	48	81,6	94,67
КТП «Лесозаготовка»	77,25	65,04	101,01

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах при выборе и проверке оборудования. Расчет приведен в приложении Б

## 5 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП 10/0,4 кВ

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности потребителей, подключенных от данных КТП [2]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{k_3 \cdot n} \quad (12)$$

где  $k_3$  - номинальный коэффициент загрузки трансформатора КТП

$n$  – количество трансформаторов КТП

$S_p$  - расчетная мощность нагрузки потребителей

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на КТП №1, определяем расчетную мощность по формуле [2]:

$$S_p = \frac{\sqrt{174,96^2 + 46,81^2}}{0,7 \cdot 2} = 129,36 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке герметичные трансформаторы типа ТМГ 160/10, с системой естественной циркуляции воздуха и масла.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен быть меньше или равен нормативному значению:

$$k_{зф} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{норм} \cdot n} \leq k_3 \quad (13)$$

Определяем фактический коэффициент загрузки на КТП №1 при установке трансформатора мощностью 160 кВА:

$$k_{зф} = \frac{\sqrt{174,96^2 + 46,81^2}}{160 \cdot 2} = 0,57$$

Определяем фактический коэффициент загрузки при отключении одного трансформатора в послеаварийном режиме, по следующей формуле:

$$k_{нав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{но.мп} \cdot (n-1)} \quad (14)$$

$$k_{нав} = \frac{\sqrt{174,96^2 + 46,81^2}}{160 \cdot 1} = 1,14$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме не должен превышать значения  $k_{нав} = 1,4$  в данном случае принятые к установке трансформаторы проходят проверку по обоим режимам работы.

Аналогично проводится расчет мощности силовых трансформаторов на остальных КТП, результаты выбора трансформаторов приведены в таблице 5.

Марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 5 – Расчет мощности трансформаторов КТП

Наименование КТП	$S_p$ (кВА)	$S_{рмп}$ (кВА)	$K_{эф}$	$K_{нав}$	$n \times S_{mp}$ (кВА)
КТП №1	181,11	129,36	0,57	1,14	2×160
КТП №2 «Водозабор»	64,57	46,12	0,51	1,02	2×63
КТП №3 «Вокзал»	43,61	31,15	0,54	1,08	2×40
КТП «Котельная»	824,44	588,88	0,65	1,30	2×630
КТП № 66	587,12	419,37	0,46	0,92	2×630
КТП № 82	693,81	495,57	0,55	1,10	2×630
КТП «Насосная»	27,58	32,44	0,68	-	1×40
КТП «Освещение промышленного узла»	94,67	111,37	0,59	-	1×160
КТП «Лесозаготовка»	101,01	118,83	0,63	-	1×160

Таблица 6 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка трансформатора	Потери холостого хода $\Delta P_x$ (кВт)	Потери короткого замыкания $\Delta P_k$ (кВт)	Напряжение короткого замыкания $U_k$ (%)	Ток холостого хода $I_x$ (%)
ТМГ – 40/10	0,15	0,9	4,5	2,5
ТМГ – 63/10	0,2	1,27		2,4
ТМГ – 160/10	0,4	2,7		1,9
ТМГ – 630/10	1,05	7,6		1,7

Указанные данные используем для определения расчетных нагрузок на стороне 10 кВ КТП рассматриваемого района. Расчет мощности трансформаторов приведен в приложении В

## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 кВ КТП

Для выбора марки кабельных или воздушных линий, питающих КТП 10/0,4 кВ рассматриваемого района электрических сетей, расчета и выбора компенсирующих устройств, выбора силовых трансформаторов, необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ КТП.

Расчетные электрические нагрузки электрических сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных КТП, присоединенных к данному элементу сети, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов нагрузок.

При определении расчетной нагрузки к ней суммируются потери в трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам:

Потери активной мощности [1]:

$$\Delta P_m = \left( \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (15)$$

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (16)$$

Потери реактивной мощности [1]:

$$\Delta Q_m = \left( \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (17)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тн.м}} + \frac{I_x \cdot S_{тн.м}}{100} \quad (18)$$

где  $P_n$  - расчетная активная мощность нагрузки на шинах НН КТП

$Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах НН КТП

$R$  - активное сопротивление трансформатора 10/0,4 кВ

$X$  - реактивное сопротивление трансформатора кВ

$\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора КТП

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора КТП

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в двух трансформаторах КТП №1:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x = 2 \cdot (2,7 \cdot 0,57^2 + 0,4) = 2,52 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_H^2}{100 \cdot S_{тн\text{ю}м}} + \frac{I_x \cdot S_{тн\text{ю}м}}{100} = 2 \cdot \left( \frac{4,5 \cdot 181,11^2}{100 \cdot 160} + \frac{1,9 \cdot 160}{100} \right) = 24,53 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах КТП по формуле:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{2,52^2 + 24,53^2} = 24,66$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТП

КТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)
		(кВт)	(квар)	(кВА)	
КТП №1	0,57	2,52	24,53	24,66	205,77
КТП №2 «Водозабор»	0,51	1,06	8,98	9,04	73,613
КТП №3 «Вокзал»	0,54	0,83	6,27	6,33	49,94
КТП «Котельная»	0,65	8,60	118,52	118,83	943,27
КТП № 66	0,46	5,40	70,66	70,87	657,99
КТП № 82	0,55	6,70	90,18	90,43	784,24
КТП «Насосная»	0,68	0,57	1,85	1,94	29,52
КТП «Освещение промышленного узла»	0,59	1,34	5,56	5,72	100,39
КТП «Лесозаготовка»	0,63	1,47	5,90	6,09	107,10

Рассчитанные данные используем в дальнейших расчетах при определении нагрузок на шинах низкого напряжения ПС «Павловка-1»

## 7 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Сечения проводов воздушных и ЛЭП РЭС выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой:

- по термической стойкости
- по допустимой потере напряжения

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

Выбор по допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [4]:

$$I_p \leq I_{\text{до}}$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{до}}$  – длительно допустимый ток для определенного типа проводника (ВЛ), определяется по следующему выражению:

В данной выпускной квалификационной работе предусматривается замена всех существующих кабельных линий и воздушных линий на самонесущий изолированный провод номинальным напряжением 10 кВ типа СИП. Это защищенный проводник, представляющий собой одножильный многопроволочный проводник, покрытый оболочкой. Проводник изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой из стабилизированного сшитого полиэтилена.

Определяем расчетные токи на всех участках РЭС где проводится замена по следующей формуле [4]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (19)$$

где  $S_p$  – расчетная мощность в сечении



Таблица 8 - Характеристики провода СИП 3

Номинальное напряжение частоты 50Гц, кВ	20,0
Рабочая температура, не более °С	90
Температура в режиме перегрузки в течение 8 часов, не более °С	130
Температура при коротком замыкании, °С	250
Температура окружающей среды, мин/макс. °С	-50/+50
Срок службы, лет	25
Гарантийный срок эксплуатации, лет	3

Рассмотрим определение расчетного тока на участке КТП№2 – КТП-«Насосная» по определенной ранее расчетной мощности:

$$I_p = \frac{29,52}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,62 \text{ (A)}$$

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

Участок	$S_p$ (кВА)	№ц	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	$I_{\text{дд}}$ (А)
ЗРУ10 «Павловка-1»- РП	2513,0	2	139,96	СИП-3 (3×35)	160
РП - КТП №66	1298,01	1	72,29	СИП-3 (3×16)	100
КТП №66- КТП №82	784,24	1	43,67	СИП-3 (3×16)	100
РП - КТП №82	1298,01	1	72,29	СИП-3 (3×16)	100
РП - КТП №1	453,06	2	25,52	СИП-3 (3×16)	100
КТП №1 - КТП №3	129,72	2	6,72	СИП-3 (3×16)	100
КТП №1 - КТП «освещение Промышленного узла»	186,74	1	10,40	СИП-3 (3×16)	100
КТП освещение «освещение Промышленного узла» - КТП «Лесозаготовка»	107,10	1	5,96	СИП-3 (3×16)	100
КТП №3 - КТП №2	92,81	2	5,16	СИП-3 (3×16)	100
КТП №2 - КТП «Насосная»	29,52	1	1,62	СИП-3 (3×16)	100
РП – КТП «Котельная»	943,27	2	52,52	СИП-3 (3×16)	100

По расчетным данным определяем соответствующее сечение по справочным данным и принимаем на данном участке проводник СИП-3 (3×16) с длительно допустимым током 100 А, аналогично определяются расчетные токи на остальных участках РЭС, при этом учитывается коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторных ПС и количество цепей. Результаты расчета приведены в таблице 9.

Далее проводится проверка выбранных проводников по термической стойкости и по допустимой потере напряжения в различных режимах работы.

## 8 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

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

Принципиальная схема сети 10 кВ с указанием точек короткого замыкания представлена на рисунке 2. Соответствующая схема замещения представлена на рисунке 3.

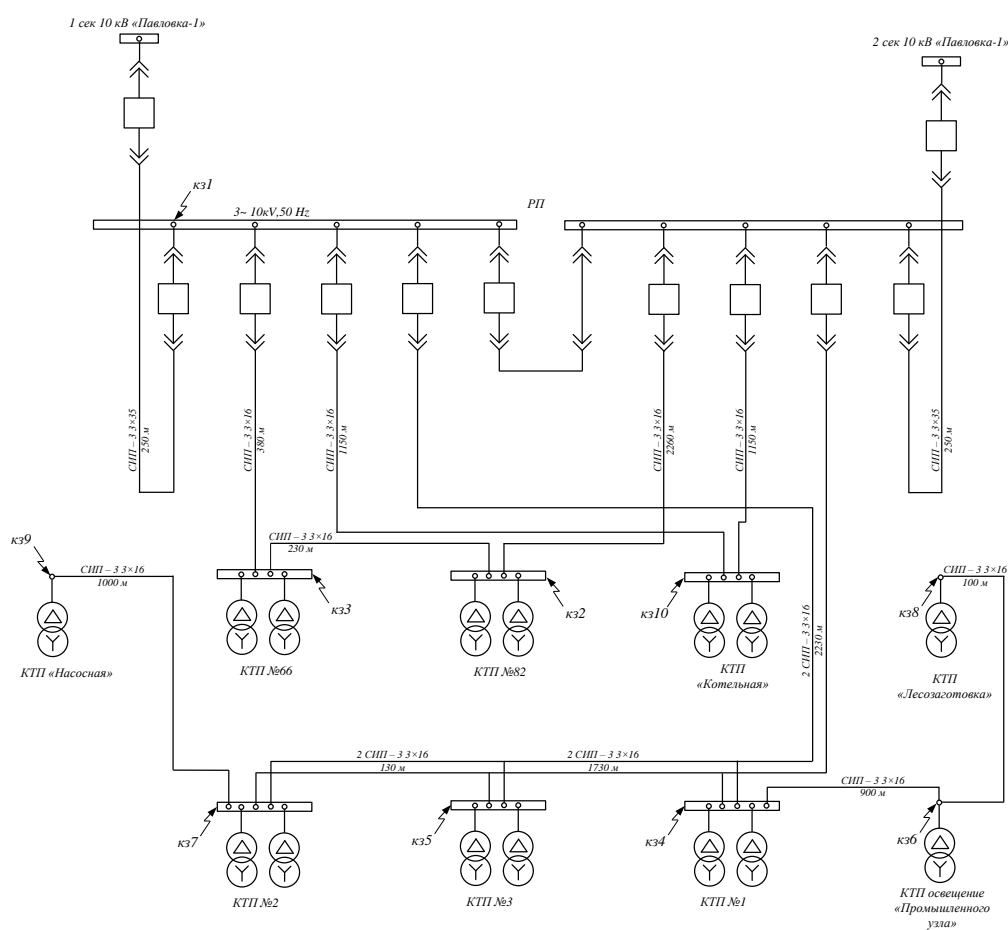


Рисунок 2 – Схема сети для расчета с указанием расчетных точек КЗ

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом) [5]:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (20)$$

где  $I_{кз10}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Павловка-1», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Павловка-1».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП (Ом):

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (21)$$

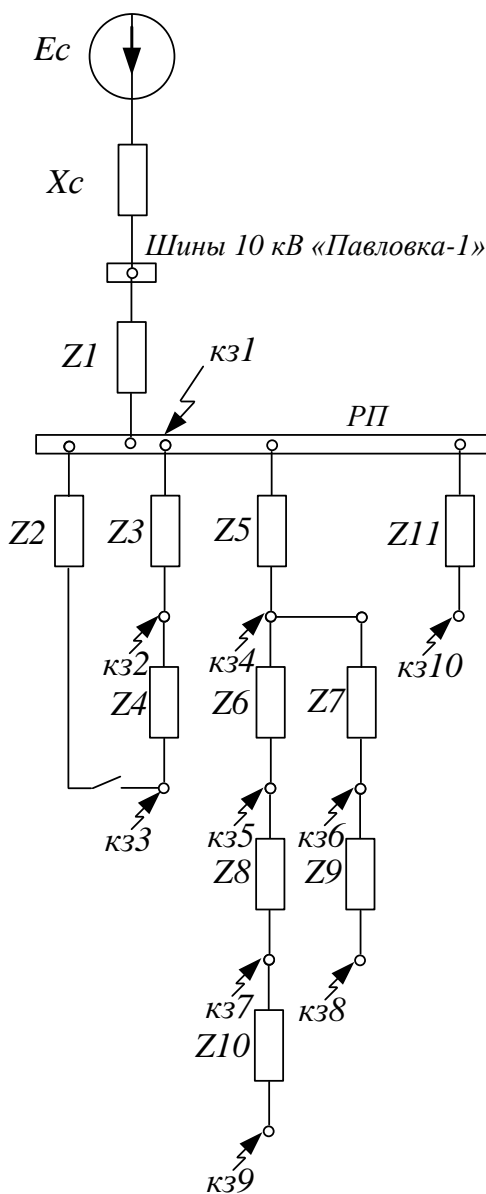


Рисунок 3 – Схема замещения сети 10 кВ

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (22)$$

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

$L$  – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени в расчетной точке определяется по следующей формуле [5]:

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (23)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в расчетной точке (кА):

$$I_{поз} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (24)$$

Рассмотрим расчет тока токов КЗ на примере расчетной точки № 9

Определяем сопротивление системы со стороны ПС:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 32,58} = 0,34 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков СИП:

$$X1 = 0,5 \cdot 0,07 \cdot 0,25 = 0,08 \text{ (Ом)}$$

$$R1 = 0,5 \cdot 0,72 \cdot 0,25 = 0,09 \text{ (Ом)}$$

$$X5 = 0,5 \cdot 0,07 \cdot 2,23 = 0,08 \text{ (Ом)}$$

$$R5 = 0,5 \cdot 2,15 \cdot 2,23 = 2,39 \text{ (Ом)}$$

$$X6 = 0,5 \cdot 0,07 \cdot 1,73 = 0,06 \text{ (Ом)}$$

$$R6 = 0,5 \cdot 2,15 \cdot 1,73 = 1,86 \text{ (Ом)}$$

$$X8 = 0,5 \cdot 0,07 \cdot 0,13 = 0,005 \text{ (Ом)}$$

$$R8 = 0,5 \cdot 2,15 \cdot 0,13 = 0,14 \text{ (Ом)}$$

$$X10 = 0,07 \cdot 1 = 0,07 \text{ (Ом)}$$

$$R10 = 2,15 \cdot 1 = 2,15 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до расчетной точки

$$X_p = X_c + X1 + X5 + X6 + X8 + X10$$

$$X_p = 0,34 + 0,08 + 0,08 + 0,06 + 0,005 + 0,07 = 0,64 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до расчетной точки

$$R_p = R1 + R5 + R6 + R8 + R10$$

$$R_p = 0,09 + 2,39 + 1,86 + 0,14 + 2,15 = 6,63 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,64^2 + 6,63^2}} = 0,92 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания расчетной точки:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 0,92 = 0,79 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей расчетной точки:

$$T_a = \frac{0,64}{6,63 \cdot 314} = 0,003$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 1,14$$

Ударный ток короткого замыкания расчетной точки:

$$I_{yo} = \sqrt{2} \cdot 0,92 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,003}} \right) = 1,31 \text{ (кА)}$$

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	Z (Ом)	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
1	0,4	15,34	13,12	21,63
2	5,06	1,21	1,03	1,70
3	5,55	1,10	0,94	1,55
4	2,58	2,37	2,03	3,35
5	4,46	1,37	1,17	1,93
6	6,93	0,88	0,75	1,24
7	4,61	1,33	1,13	1,87
8	7,14	0,85	0,73	1,21
9	6,66	0,92	0,79	1,31
10	1,46	4,20	3,59	5,92

Полученные данные используем для проверки проводников на термическую стойкость.

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

Термически стойкое сечение линий находим по формуле [3]:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (25)$$

где  $I_{по}$  - установившееся значение тока КЗ;

$t_n$  - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,045с).

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

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для кабеля, питающего КТП «Котельная»:

$$S_{T32} = \frac{4,2 \cdot \sqrt{0,055}}{95} = 10,24 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке линии равном 16 мм<sup>2</sup>, оно проходит проверку, следовательно, его оставляем.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Проверка сечений линий 10 кВ на термическую стойкость

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$S_T$ (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм.кв.)
1	15,34	37,87	35
2	1,21	2,99	16
3	1,10	2,72	16
4	2,37	5,87	16
5	1,37	3,39	16
6	0,88	2,18	16
7	1,33	3,28	16
8	0,85	2,12	16
9	0,92	2,71	16
10	4,20	10,37	16

Расчетные данные о термически стойком к КЗ сечении показывают, что не все линии проходят данную проверку. ВЛ ЗРУ 10 кВ «Павловка-1» - РП имеет сечение 35 мм<sup>2</sup>, при этом термически стойкое сечение составляет 38 мм<sup>2</sup>, следовательно, на данном участке применяем СИП-3 3×50 мм<sup>2</sup>

## 8.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения

Потеря напряжения на участке СИП определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (26)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения в СИП питающего РП:

Определяем потерю напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 139,96 \cdot 0,25 \cdot (0,16 \cdot 0,83 + 0,02 \cdot 0,57) \cdot \frac{100}{10500} = 0,23 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше предельного значения 5%, следовательно, сечение СИП выбрано верно, для остальных участков проводится аналогичный расчет результаты сведены в таблицу 12:



Таблица 12 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Участок	$S_p$ (кВА)	$I_p$ (А)	Длина участка (км)	$\Delta U$ (%)
ЗРУ10 «Павловка-1»- РП	2513,0	139,96	0,25	0,23
РП - КТП №66	1298,01	72,29	0,38	0,57
КТП №66- КТП №82	784,24	43,67	0,23	0,20
РП - КТП №82	1298,01	72,29	2,26	3,41
РП - КТП №1	453,06	25,52	2,23	1,18
КТП №1 - КТП №3	129,72	6,72	1,73	0,24
КТП №1 - КТП «освещение Промышленного узла»	186,74	10,40	0,9	0,19
КТП освещение «освещение Промышленного узла» - КТП «Лесозаготовка»	107,10	5,96	0,1	0,01
КТП №3 - КТП №2	92,81	5,16	0,13	0,01
КТП №2 - КТП «Насосная»	29,52	1,62	1	0,03
РП – КТП «Котельная»	943,27	52,52	1,15	1,2

Анализ данных показывает что все сечения проходят проверку по допустимой потере напряжения, при этом наибольшая потеря напряжения наблюдается на участке РП - КТП № 8, здесь она составляет 3,41%.

## 9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 кВ ПС «ПАВЛОВКА-1»

Определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС «Павловка-1» производится сложением расчетных мощностей всех отходящих фидеров с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки (коэффициента одновременности) по следующей формуле:

$$P_p = k_y \cdot \sum P_{pi} \quad (27)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum Q_{pi} \quad (28)$$

где  $P_{pi}$  - расчетная активная мощность нагрузки на шинах ВН 10 кВ от каждой КТП

$Q_{pi}$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах ВН 10 кВ от каждой КТП

$k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузки

$$P_p = 0,92 \cdot (177,49 + 57,82 + 33,49 + 685,73 + 580,21 + 677,92 + 26,13 + 49,34 + 78,72)$$

$$P_p = 2177,52 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,92 \cdot (71,34 + 39,77 + 34,49 + 589,03 + 192,52 + 265,89 + 12,24 + 87,16 + 70,94)$$

$$Q_p = 1254,32 \text{ (квар)}$$

Полная расчетная мощность

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (29)$$

$$S_p = \sqrt{2177,52^2 + 1254,32^2} = 2513,0 \text{ (кВА)}$$

Расчет показывает незначительную мощность нагрузки для ПС РЭС данного уровня, но при этом на существующих трансформаторах имеется

существенный резерв по мощности для подключения новых потребителей как на стороне низкого, так и на стороне среднего напряжения.

### 9.1 Определение мощности компенсирующих устройств

В данной выпускной квалификационной рассматривается вопрос установки компенсирующих устройств на шинах низкого напряжения 10 кВ ПС «Павловка-1».

Устройства компенсации реактивной мощности оказывают существенное положительное влияние на режим работы электрической сети, они позволяют снизить потери электроэнергии в сети, поднять уровень напряжения на удаленных точках сети, установка такого рода устройств на ПС «Павловка-1» позволяет применять силовое оборудование с меньшей пропускной способностью нежели без использования таковых устройств.

Для выбора мощности силовых трансформаторов и сечений проводов определяется экономически выгодная реактивная мощность, передаваемая через сеть и задаваемая энергосистемой в часы максимальных нагрузок.

В данной работе в качестве источников реактивной мощности рассматриваются шкафы типа КРМ различной номинальной мощности.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (30)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – предельный коэффициент мощности

$Q_P$  - расчетная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Павловка-1» согласно расчетным данным.

$P_P$  - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Павловка-1» согласно расчетным данным.

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле:

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (31)$$

где  $Q_{k1}$  - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию шин

Далее выбираем мощность КУ из стандартного ряда мощностей для данного типа устройств и определяем некомпенсированную мощность по формуле:

$$Q_{неск10} = Q_{P10} - Q_{н.м} \quad (32)$$

где  $Q_{н.м}$  - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС «Павловка-1», мощность требуемая:

$$Q_K = (1254,32 + 6586,98) - (2177,52 + 11534,56) \cdot 0,5 = 985,26$$

Мощность КУ, требуемая на одну секцию 10 кВ:

$$Q_{k1} = \frac{985,26}{2} = 492,63 \text{ (квар)}$$

По требуемой мощности на одну секцию 10 кВ выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем к установке на ПС КУ типа КРМ – 10,5 – 100, по 1 ед на каждую секцию 10 кВ, технические данные представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические данные устройств

Технические данные КРМ – 10 – 450,50	
Номинальное напряжение	10 кВ
Регулирование	Ручное
Рабочие температуры (°С)	- 50 гр. – + 50гр.
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (кВА)	450+50

Не скомпенсированная реактивная мощность, передаваемая в сеть низкого напряжения:

$$Q_{\text{неск}10} = Q_{P10} - Q_{\text{ном}} \quad (33)$$

$$Q_{\text{неск}} = 1254,32 - 2 \cdot (450 + 50) = 254,32 \text{ (квар)}$$

Далее по полученным данным проводим выбор номинальной мощности трансформаторов «Павловка-1»

## 9.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Павловка-1»

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции «Павловка-1» и некомпенсированной реактивной мощности.

Расчетная требуемая мощность трех обмоточного трансформатора для подстанции «Павловка-1» определяем по следующей формуле:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_{\text{ни}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{неск}} + Q_{\text{сн}})^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (34)$$

где  $S_p$  – расчётная требуемая мощность трансформатора;

$P_{\text{ни}}, P_{\text{сн}}$  – расчетная активная мощность в период наибольших нагрузок передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения;

$Q_{\text{неск}}, Q_{\text{сн}}$  – расчетная реактивная мощность в период наибольших нагрузок передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого и среднего напряжения;

$n_T$  – количество трансформаторов на ПС «Павловка-1»;

$K_3$  – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной подстанции

Проверка принятого по номинальной мощности трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и аварийном режиме работы:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{неск}} + Q_{\text{сн}})^2}}{n_T \cdot S_{\text{ТЮМ}}} \quad (35)$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{неск}} + Q_{\text{сн}})^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ТЮМ}}} \quad (36)$$

Выбираем марку и мощность трансформаторов, устанавливаемых на ПС «Павловка-1» расчетная мощность трансформатора составит:

$$S_p = \frac{\sqrt{(2177,52 + 11534,56)^2 + (254,32 + 6586,98)^2}}{2 \cdot 0,7} = 10946,15 \text{ (МВА)}$$

Принимаем трехобмоточный трансформатор типа ТДТН 16000/110 с номинальной мощностью 16 МВА, номинальное напряжение средней стороны 35 кВ низкой стороны 10 кВ. Охлаждение трансформатора осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [4]:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(2177,52 + 11534,56)^2 + (254,32 + 6586,98)^2}}{2 \cdot 16000} = 0,48$$

$$K_3^{\text{авар}} = \frac{\sqrt{(2177,52 + 11534,56)^2 + (254,32 + 6586,98)^2}}{16000} = 0,96$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и аварийном режимах работы имеют значения не превышающие нормируемых. Следовательно, данный тип трансформатора принимаем к установке на ПС «Павловка-1».

### **9.3 Реконструкция РУ ВН «Павловка-1»**

В настоящее время на ПС «Павловка-1» распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме одна секционированная система шин, вместо шино-соединительного выключателя установлены разъединители что неудобно с точки зрения надежности и оперативного обслуживания. В данной работе предполагается замена данного РУ на схему «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий»

Данная схема РУ 110 кВ применяется для транзитной подстанции с числом присоединений 2 и номинальным напряжением 35-220 кВ.

В нормальном режиме питания ПС «Павловка-1» ремонтная перемычка на стороне 110 кВ находится в отключенном положении и вводится в работу только при выводе в ремонт выключателя в мостике для сохранения транзита мощности через РУ.

При повреждении одной из линий электропередачи (а также при выводе ее в ремонт) она отключается соответствующим трансформаторным выключателем и выключателем в мостике. Питание обеих секций РУ 35 и 10 кВ осуществляется от оставшегося в работе трансформатора путем включения секционного выключателя на данных РУ. В случае выхода из строя одного из трансформаторов он отключается соответствующими выключателями со всех сторон, при этом обе питающие линии остаются в работе и транзит мощности не прерывается.

Предполагаемая однолинейная схема ПС Павловка-1 после реконструкции представлена на рисунке 4

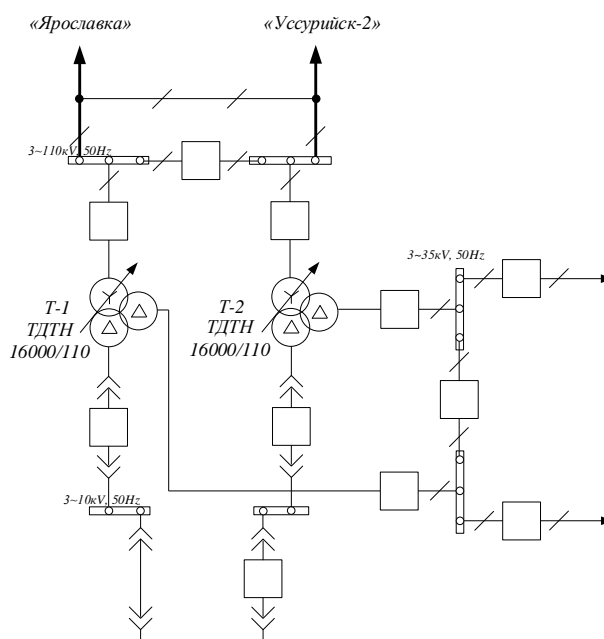


Рисунок 4 – Однолинейная схема подстанции «Павловка-1» после реконструкции



## 10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПС «ПАВЛОВ-КА-1»

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

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

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты, и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Для быстрого действия и надежной работы электрооборудования, а в частности коммутационных аппаратов проводится расчет токов короткого замыкания в расчетных точках рассматриваемого участка сети и дальнейшая проверка выбранного оборудования на стойкость к этим токам.

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора оборудования на ПС «Павовка-1» и проверки его по термической, электродинамической и коммутационной стойкости к этим токам.

Расчетные точки короткого замыкания представлены на рисунке 5. Для снижения объема расчета приняты следующие упрощения: расчетная схема упрощается до одной подстанции и двух источников питания, которые в свою очередь представляется как системы с неизменной во времени перио-

дической составляющей тока короткого замыкания, так же в качестве источников для подпитки места короткого замыкания рассматриваются узлы нагрузки на шинах низкого напряжения подстанции «Павловка-1».

На рисунке 6 представлена схема замещения для выполнения расчета токов короткого замыкания с тремя расчетными точками на разных номинальных напряжениях подстанции «Павловка-1».

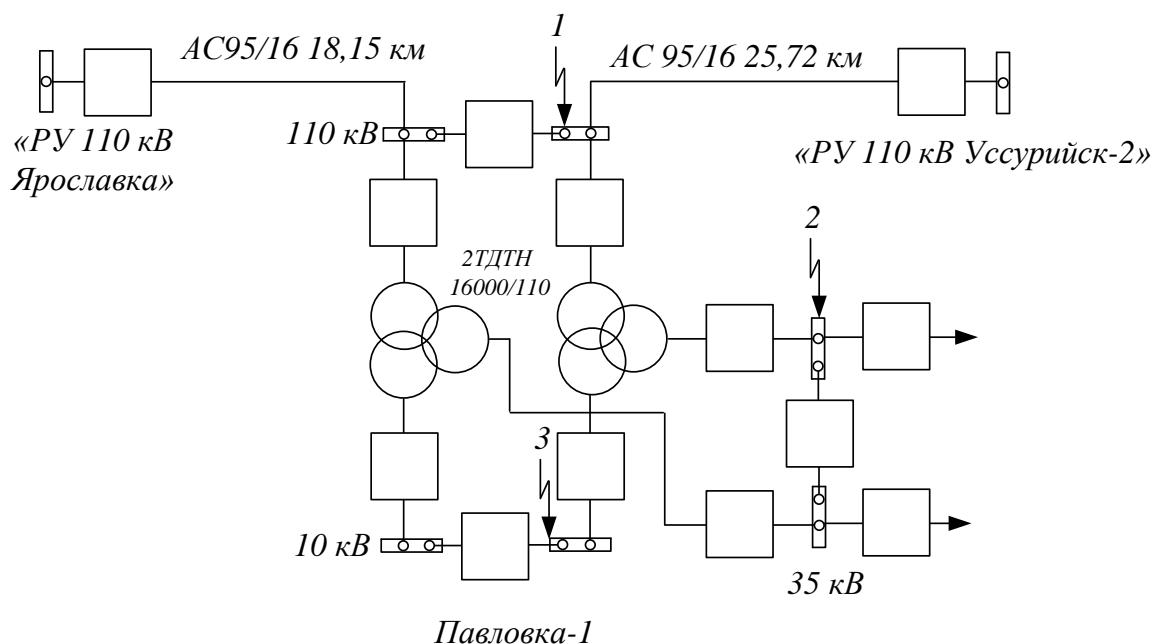


Рисунок 5 – Расчетные точки короткого замыкания

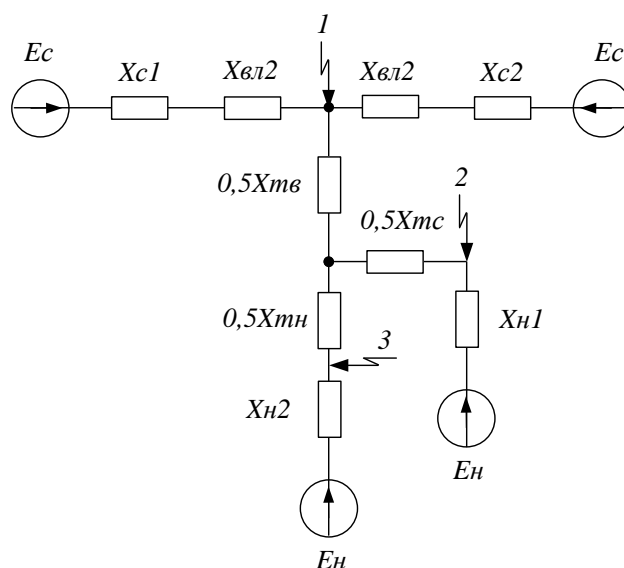


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания

Рассмотрим расчет тока КЗ в контрольной точке №1 (шины 110 кВ ПС «Павловка-1»).

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС «Ярославка» по формуле:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,8 = 2,75 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (37)$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

$U_{CP}$  – среднее напряжение на стороне 110 кВ (кВ);

$I_{K3}$  – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС «Ус-сурийск-2» по формуле:

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 12,4 = 2,47 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (38)$$

Все параметры приводятся к базисной ступени (115 кВ)

Сопротивление системы, соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K31}} = \frac{115^2}{2,75 \cdot 10^3} = 4,81 \text{ (Ом)} \quad (39)$$

$$X_{C2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K32}} = \frac{115^2}{2,47 \cdot 10^3} = 5,35 \text{ (Ом)} \quad (40)$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{ВЛ} = X_{уд} \cdot L \text{ (Ом)} \quad (41)$$

где  $X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ (Ом/км)

$L$  – длина соответствующего участка ВЛ (км);

$$X_{ВЛ1} = X_{уд} \cdot L1 = 0,4 \cdot 18,15 = 7,26 \text{ (Ом)}$$

$$X_{BT2} = X_{уд} \cdot L2 = 0,4 \cdot 25,72 = 10,29 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление обмоток трех-обмоточных трансформаторов ПС «Павловка-1» приведенное к стороне 110 кВ (принимая сопротивление обмотки среднего напряжения равным 0):

$$X_{TB1} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \quad (42)$$

$$X_{TB1} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{115^2}{16} \cdot \frac{1}{2} = 44,43 \text{ (Ом)}$$

$$X_{TH1} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \quad (43)$$

$$X_{TH1} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{115^2}{16} \cdot \frac{1}{2} = 27,89 \text{ (Ом)}$$

где  $U_K$  – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА)

Сопротивление обобщенной нагрузки, приведенное к высокой стороне:

$$X_H = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_H} \cdot K_{TP}^2 \quad (44)$$

где  $x_{O.H.}$  – сопротивление нагрузки (о.е.)

$S_H$  – мощность нагрузки (МВА)

$U_{CP}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_{TP}$  – коэффициент трансформации трансформатора

Для ПС «Павловка-1»:

$$X_{H1} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H1}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 37^2}{13,28} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 752,64 \text{ (Ом)}$$

$$X_{H2} = \frac{x_{O.H.} \cdot U_{CP}^2}{S_{H2}} \cdot K_{TP}^2 = \frac{0,35 \cdot 6,3^2}{2,19} \cdot \frac{115^2}{10,5^2} = 1214,89 \text{ (Ом)}$$

Определяем ЭДС системы приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{C.o.} \cdot U_C = 1 \cdot 115 = 115 \text{ (кВ)} \quad (45)$$

где  $E_{C.o.}$  – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

Со стороны 35 кВ и со стороны 10 кВ

$$E_H = E_{H.o.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 37 \cdot \frac{115}{37} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (46)$$

$$E_H = E_{H.o.} \cdot U_C = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{115}{10,5} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (47)$$

где  $E_{H.o.}$  – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки №1 и определяем сопротивление при этом схема принимает вид после первого преобразования:

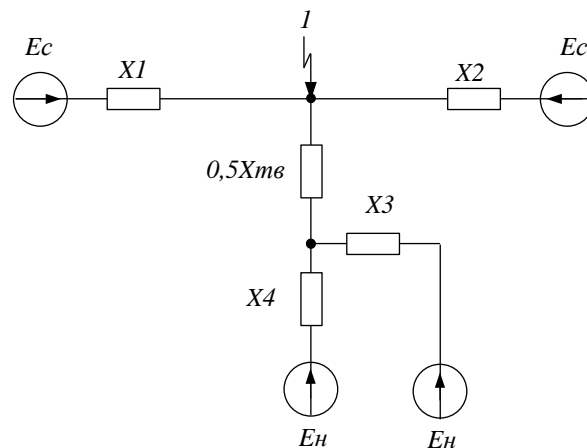


Рисунок 7 – Первое преобразование схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{BT1} = 4,81 + 7,26 = 12,07 \text{ (Ом)} \quad (48)$$

$$X2 = X_{C2} + X_{BT2} = 5,35 + 10,29 = 15,64 \text{ (Ом)} \quad (49)$$

$$X3 = X_{H1} = 752,64 \text{ (Ом)} \quad (50)$$

$$X4 = X_{TH1} + X_{H2} = 27,89 + 1214,89 = 1242,78 \text{ (Ом)} \quad (51)$$

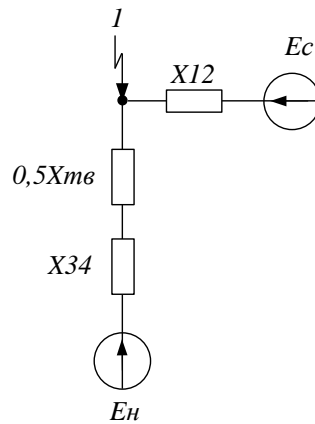


Рисунок 8 – Второе преобразование

$$X12 = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} = \frac{12,07 \cdot 15,64}{12,07 + 15,64} = 6,91 \text{ (Ом)} \quad (52)$$

$$X34 = \frac{X3 \cdot X4}{X3 + X4} = \frac{752,64 \cdot 1242,78}{752,64 + 1242,78} = 457,33 \text{ (Ом)} \quad (53)$$

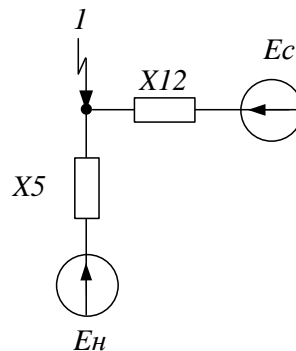


Рисунок 9 – Третье преобразование

$$X5 = X_{TB} \cdot 0,5 + X34 = 44,43 \cdot 0,5 + 457,33 = 479,54 \text{ (Ом)} \quad (54)$$

Определяем результирующее сопротивление до точки КЗ:

$$X_p = \frac{X12 \cdot X5}{X12 + X5} = \frac{6,91 \cdot 479,54}{6,91 + 479,54} = 6,51 \text{ (Ом)} \quad (55)$$

Проводим дальнейшее преобразование схемы

$$E_p = \frac{X_{12} \cdot E_n + X_5 \cdot E_c}{X_{12} + X_5} = \frac{6,91 \cdot 97,75 + 115 \cdot 479,54}{6,91 + 479,54} = 113,99 \text{ (кВ)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1 [2]:

$$I_{\text{п01}} = \frac{E_p}{\sqrt{3} \cdot X_p} = \frac{113,99}{\sqrt{3} \cdot 6,51} = 10,11 \text{ (кА)} \quad (56)$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке №2, 3, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к соответствующей стороне трансформатора.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле [8]:

$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ос}}}{T_a}} \quad (57)$$

где  $I_{At}$  – апериодическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{\text{п0}}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{\text{ос}}$  – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Для точки К1 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03$$

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

Апериодическая составляющая для К1:



$$I_{At} = \sqrt{2} \cdot 10,11 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,45 \text{ (кА)} \quad (58)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (59)$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,11 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 24,54 \text{ (кА)} \quad (60)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблицу 14:

Таблица 14 – Результаты расчета токов КЗ

Номер точки КЗ	$I_{по}$ , (кА)	$I_{At}$ , (кА)	$I_{уд}$ , (кА)
1	10,11	0,45	24,54
2	11,35	0,69	25,39
3	32,58	0,88	75,16

По полученным данным проводим выбор и проверку на термическую, коммутационную и электродинамическую стойкость к токам короткого замыкания оборудования на ПС «Павловка-1».

## 11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110, 35, 10 КВ ПС «ПАВЛОВКА-1»

В данном разделе рассматривается выбор основного силового и измерительного оборудования, устанавливаемого на ПС «Павловка-1».

Определяем максимальные рабочие токи всех РУ ПС «Павловка-1» по номинальной мощности трансформаторов, (кА)

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (61)$$

где  $S_M$  – максимальная мощность нагрузки для ПС «Павловка-1» (МВА) [6].

$$I_{M110} = \frac{\sqrt{(2,17 + 11,53)^2 + (0,25 + 6,58)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 80,2$$

$$I_{M35} = \frac{\sqrt{(11,53)^2 + (6,58)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 219,26$$

$$I_{M10} = \frac{\sqrt{(2,17)^2 + (0,25)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 123,3$$

Таблица 15 – Информация о рабочих токах в РУ ПС «Павловка-1»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	80,2
35	219,26
10	123,3

### 11.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей на ПС «Павловка-1» осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току, далее он проверяется по коммутационной способности и стойкости к токам короткого замыкания

Принимаем первоначально к расчету выключатель типа ВГБУ-110 П - 40/2000 У1.

Внешний вид данного выключателя представлено на рисунке 10



Рисунок 10 – Внешний вид выключателя типа ВГБУ 110

Выполняем проверку параметров принятого выключателя и сравнение их с расчетными данными, результаты представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	2000	80,2	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	40	10,11	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	102	24,54	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	40	10,11	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	18	0,45	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	102	24,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	4800	309,7	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем требованиям его используем на всех присоединениях 110 кВ ПС «Павловка-1».

## 11.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ

Первоначально принимаем для расчета вакуумный выключатель марки ВР35НС. Внешний вид данного выключателя представлено на рисунке 11



Рисунок 11 – Внешний вид – ВР35НС

Выполняем проверку параметров принятого выключателя и сравнение их с расчетными данными, результаты представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	219,26	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	20	11,35	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	52	25,39	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	20	11,35	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	8	0,69	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	52	25,39	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	214,31	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

### 11.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ

Первоначально принимаем на ПС «Павловка-1» выключатель вакуумный ВВЭ-СМ-10-50/630 Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 18:

Таблица 18 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	630	123,3	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Номинальный ток включения $I_{ВКЛ}$ (кА)	50	32,58	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
Наибольший пик тока включения $i_{ВКЛ}$ (кА)	128	75,16	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
Номинальный ток отключения $I_{ОТК}$ (кА)	50	32,58	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $i_{АН}$ (кА)	12	0,88	$i_{АН} \geq i_{А}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	128	75,16	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	7500	4947,89	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

### 11.4 Выбор разъединителей

Первоначально по напряжению и номинальному току выбираем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двух колонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	80,2	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	80	24,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,75	309,7	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

Первоначально по напряжению и номинальному току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1000	219,26	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	63	25,39	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	1875	214,31	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

### 11.5 Выбор трансформаторов тока

Первоначально определяем вторичную нагрузку трансформаторов тока которая состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_{К} \quad (62)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_k = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (63)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов.

$F$  - сечение соединительного провода.

Определяем сопротивление проводов:

$$r_{\text{ПРОВ110}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}$$

$$r_{\text{ПРОВ35}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

$$r_{\text{ПРОВ10}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (64)$$

где  $S_{\text{ПР}}$  - мощность приборов;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 230. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 21, 22, 23.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	ТДМ SQ1102-0054	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	ТДМ SQ1102-0054	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы , В·А
Амперметр	ТДМ SQ1102-0054	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	0,12
Счетчик РЭ		

Сопротивление приборов РУ:

$$r_{\text{ПРИБ110}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

$$r_{\text{ПРИБ35}} = \frac{S_{\text{нр}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

$$r_{\text{ПРИБ10}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$R_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$



$$R_{2.35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$R_{2.10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОЛ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 100 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ (А)	600	80,2	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$
Предельный сквозной ток $i_{\text{ПРСКВ}}$ (кА)	126	24,54	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ (кА <sup>2</sup> с)	13872	309,7	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	20	2,43	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$

Для РУ 35 Кв принимаем трансформатор тока типа ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров данного трансформатора тока приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	35	35	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ (А)	300	219,26	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{м}}$
Предельный сквозной ток $i_{\text{ПРСКВ}}$ (кА)	125	25,39	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{УД}}$
Термическая стойкость, $I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ (кА <sup>2</sup> с)	7203	214,31	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном (Ом)	30	1,15	$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10-І и номинальным первичным током 250 А. Сравнение параметров приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	1600	123,3	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	120	75,16	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
Термическая стойкость, $I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА <sup>2</sup> с)	10800	4947,89	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 11.6 Выбор трансформаторов напряжения

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения РУ ПС «Павловка-1» приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем трансформатор напряжения анти резонансный типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 28 – Проверка выбранного трансформатора напряжения 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по указанным параметрам, следовательно, принимаем к установке.

Принимаем трансформатор напряжения анти резонансный для РУ 35 кВ типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 30 – Проверка выбранного трансформатора напряжения 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2НОМ} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по указанным параметрам, следовательно, принимаем к установке.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART2	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 32 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбо- ра и проверки
Номинальная вторичная нагруз- ка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

### 11.7 Выбор жестких шин

Для РУ 10 кВ принимаем первоначально конструкцию, состоящую из шин размером 80×6 мм. В каждой фазе по одной шине.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ ( $см^2$ ).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{4947,89}}{91} = 0,77 \quad (65)$$

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

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем минимальный пролет:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (66)$$

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

$q$  - сечение шин КРУ

Момент инерции данной конструкции шин определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (см^3 \times см) \quad (67)$$

По полученным данным принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем максимальное механическое усилие при трехфазном коротком замыкании воздействующее на конструкцию шин.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{75160^2}{0,4} = 244,6 \text{ (Н/м)} \quad (68)$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания в распределительном устройстве 10 кВ (А).

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

Определяем момент сопротивления конструкции шин по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (69)$$

Определяем максимально механическое напряжение в материале шин при прохождении ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{75160^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 34,39 \text{ (МПа)} \quad (70)$$

Расчетное напряжение не превышает максимального для данного типа шин, следовательно, расчет выполнен верно.

### **11.8 Выбор гибкой ошиновки**

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Павловка-1» с расчетом на перспективные нагрузки.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 80,2 А. Принимаем провод для шин марки АС 240/32, с учетом на перспективные нагрузки

Определяем максимальную начальную напряженность электрического поля на поверхности провода (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (71)$$

где  $m$  - вспомогательный коэффициент;

$r_0$  - радиус провода АС240/32 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,18}} \right) = 31,69 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля у поверхности определяется по выражению (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (72)$$

где  $U$  – наибольшее рабочее напряжение для данного типа РУ;

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз.

$$E = \frac{0,354 \cdot 126}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{1,18}} = 13,8 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины. Коронирование будет отсутствовать, в том случае если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9E_0$ . Таким образом, условие образования короны выглядит следующим образом:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$14,7 \leq 28,52$$

Неравенство выполняется, следовательно, выбранное сечение материала шин удовлетворяет условию выбора.

## 11.9 Выбор ОПН

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению электроустановки из условия

$$U_{НОПН} \geq U_{НСЕТИ}$$

Принимаем ОПН – 110 УХЛ1 номинальным напряжением 110 кВ

$$110 \geq 110$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению данного ОПН:

$$U_{НРОПН} \geq U_{НРСЕТИ}$$

Для данного типа ОПН согласно паспортным данным наибольшее рабочее напряжение составляет 77 кВ, наибольшее фазное напряжение сети составляет в данном случае:

$$U_{НРСЕТИ} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,7$$

$$77 \geq 72,7$$

Определяем энергию поглощаемую ОПН во время грозового импульса:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (73)$$

где  $U$  - величина перенапряжений;

$U_{ост}$  - остающееся напряжение на ОПН (222 кВ);

$Z$  - волновое сопротивление линии Ом;

$T$  - время распространения электромагнитной 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 электромагнитной волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности;

$l$  - длина защитного подхода.

Время распространения электромагнитной волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{\ell}{\beta \cdot c} = \frac{3}{0,91 \cdot 300000} 10^6 = 10,99 \text{ мкс},$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны;

$c$  - скорость распространения волны.

$$\mathcal{E} = \left( \frac{224,9 - 222}{415} \right) \cdot 222 \cdot 2 \cdot 10,99 = 34 \text{ (кДж)}$$

Согласно паспортным данным энергия, поглощаемая данным типом ОПН составляет 220 кДж, следовательно, данный тип ОПН оставляем.

### 11.10 Выбор высокочастотных заградителей 110 кВ

По напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного заградителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор и проверка заградителя 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
Номинальный ток $I_{НОМ}$ (А)	400	211,01	$I_{НОМ} \geq I_m$
Номинальный ток КЗ $I_{КЗ}$ (кА)	14	10,11	$I_{КЗ} \geq I_{ПО}$
Предельный сквозной ток $i_{ПРСКВ}$ (кА)	25,5	24,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

Данный тип заградителя принимаем для установки на обе цепи ВЛ.

### 11.11 Собственные нужды и оперативный ток

К вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

- управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации и т. п.;



- измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;

- контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;

- защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование.

Для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным.

Оперативный ток используется для:

- управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата — местное управление — или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала — дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления — подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например, в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация положения должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом управления. Лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — «мигание».

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму) обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями-

ми завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

Элегазовые выключатели комплектуются электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами.

Мощность электромагнита включения элегазового выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины.

Источники оперативного тока. Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6—10 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей — от выпрямительных устройств.

В данном дипломном проекте рассматриваемые выключатели 35 кВ имеют встроенные выпрямители для питания приводов, следовательно, учитывая номинальное напряжение высокой стороны ПС «Павловка-1» принимаем систему переменного оперативного тока.

## 12 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно правилам устройства электроустановок подстанции, с открытыми распределительными устройствами номинальным напряжением 20 - 500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний. Защита оборудования от прямых ударов молний в данной работе осуществляем отдельно стоящими стержневыми молниеотводами в виде мачт освещения.

В качестве защищаемых объектов будем рассматривать линейные вы-сота которых составляет 11 метров, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они находятся в зоне защиты молниеотводов.

Схема защиты представлена шестью молниеотводами, расположенными по периметру ПС. Рассмотрим подробно расчет схемы, состоящей из двух молниеотводов 1-2

Первоначально находим эффективную высоту молниеотвода по следующей формуле:

$$H_{эф} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 19 = 16,15 \quad (74)$$

где  $H$  – высота молниеотвода отдельно стоящего молниеотвода

Находим радиус зоны защиты от одного отдельно стоящего молниеотвода на уровне земли

$$R_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,18 \quad (75)$$

Находим радиус зоны защиты от одного отдельно стоящего молниеотвода на уровне принятого защищаемого объекта:

$$R_x = 1,6 \cdot H \cdot \frac{(H - H_x)}{(H + H_x)} = 1,6 \cdot 19 \cdot \frac{(19 - 11)}{(19 + 11)} = 8,1 \quad (76)$$

где  $H_x$  – высота защищаемого объекта

Наименьшую высоту внутренней зоны системы двух молниеотводов 1-4 расположенных на расстоянии (высота должна быть не менее высоты защищаемого объекта):

$$H_c = H - \frac{L}{7} = 19 - \frac{25}{7} = 15,4 \quad (77)$$

Находим половину ширины внешней зоны системы молниеотводов на уровне линейного портала:

$$R_{cx} = 1,6 \cdot \frac{H_c - H_x}{1 + \frac{H_x}{H_c}} = 1,6 \cdot \frac{15,4 - 11}{1 + \frac{11}{15,4}} = 4,1 \quad (78)$$

По указанному алгоритму выполняется расчет систем других пар молниеотводов, результаты расчёта представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет зон молниезащиты ПС «Павловка-1»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
2 - 3	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
3 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
1 - 4	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1
5 - 4	30	19	16,15	14,7	20,18	8,1	3,4
5 - 6	25	19	16,15	15,4	20,18	8,1	4,1

Результаты расчетов, указанные в таблице представлены в графической части работы.

### 13 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Расчет схемы заземления проводится для определения геометрических параметров сети заземления, количества и размеров горизонтальных и вертикальных электродов.

Первоначально находим площадь контура заземления (сеть заземления заходит на 3 метра за границы ПС):

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (110 + 3) \cdot (50 + 3) = 5989 \text{ (м}^2\text{)} \quad (79)$$

Сечение вертикальных электродов, принимаемых к установке определяется как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (80)$$

где  $d$  – Диаметр электродов

Проверка сечения на термическую стойкость выполняется нахождением минимального сечения электрода:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{4,49^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,11 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (81)$$

где -  $I$  - ток короткого замыкания (кА)

$T$  - время работы выключателя и защиты (сек)

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость выполняется по следующим формулам

$$S_{cp} = A \cdot \ln(240)^3 + B \cdot \ln(240)^3 + C \cdot \ln(240)^3 + D \quad (82)$$

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

где -  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$  - справочные вспомогательные коэффициенты

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (S_{\text{сп}} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (83)$$

Общая длина полос в сетке определяется исходя из размеров сети и расстояния между полосами:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}} \cdot (B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}} \cdot (A+3) = \frac{(110+3)}{5} \cdot (50+3) + \frac{(50+3)}{5} \cdot (110+3) = 2395,6 \text{ (м)}$$

где -  $l_{nn}$ , - расстояние между полосами

Количество ячеек определяется по следующей формуле:

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{2395,6}{2 \cdot \sqrt{5989}} = 15,47 \quad (84)$$

Длина стороны одной ячейки определяется по следующей формуле:

$$L_n = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{5989}}{15} = 5,15 \text{ (м)} \quad (85)$$

Протяженность горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) = 2 \cdot \sqrt{5989} \cdot (15+1) = 2476,4 \text{ (м)} \quad (86)$$

Количество вертикальных электродов в сетке зависит от площади и находится по следующей формуле:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{5989}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 21,89 \quad (87)$$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{5989}} + \frac{1}{2476,4 + 4,0 \cdot 22} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (88)$$

где -  $l_e$  - длина вертикальных электродов (принимается равной 4м)

Определяем коэффициент импульсного сопротивления:



$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{5989}}{(21 + 320) \cdot (4,49 + 45)}} = 1,09 \quad (89)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (90)$$

Расчет окончен, полученное значение сопротивления на превышает предельного значения.

## 14 РАСЧЕТ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ, И ИЗДЕРЖЕК НА ОБОРУДОВАНИЕ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в реконструкцию ПС «Павловка-1». Расчет проводится по методу укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для дальнего востока и коэффициентом перевода стоимости оборудования на 2017 год.

Данные об устанавливаемом оборудовании, о его количестве и стоимости в ценах 2000 года представлены в таблице 35

Таблица 35 – Оборудование, устанавливаемое на ПС «Павловка-1»

Наименование	Тип	Номинальное напряжение (кВ)	Количество	Стоимость единицы в ценах 2000 года (млн.руб)
Силовой трансформатор	ТДТН 16000/110	110	2	9,5
Ячейка выключателя	ВГБУ-110 П - 40/2000 У1	110	3	7
	ВР35НС	35	5	0,2
	ВВЭ-СМ-10-50/630	10	13	0,085
Постоянная часть				21

Для нахождения величины капиталовложений первоначально находим стоимость распределительных устройств 110/35/10 кВ ПС «Павловка-1» по следующей формуле:

$$K_{PV} = (N_{110} \cdot K_{110} + N_{35} \cdot K_{35} + N_{10} \cdot K_{10}) \cdot K_u \cdot K_{рай} \quad (91)$$

где  $K_u$  - коэффициент пересчёта цен

$K_{рай}$  - районный коэффициент.

$N_{110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{110}$  - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{35}$  - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{35}$  - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$  - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$  - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

(млн.руб)

$$K_{py} = (3 \cdot 7 + 6 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 13) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 115,34$$

Определяем стоимость трансформаторов типа ТДТН 16000/110/35/10 на ПС «Павловка-1»:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (92)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов 110 кВ:

$K_{mp}$  - стоимость одного трансформатора в ценах 2000 года:

$$K_{mp} = 2 \cdot 7,4 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 82,37$$

Определяем постоянную часть затрат для подстанции включающую в себя возведение помещений коммуникаций. и.т.д.:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (93)$$

где  $K_{пост}$  - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Павловка-1»:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{mp} + K_{пост} = 115,34 + 82,37 + 116,84 = 314,55 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования ПС «Павловка-1» а также амортизацию определяются по формуле:

Амортизация определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам}, \quad (94)$$

где  $\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию подстанционного оборудования в год, о.е;

$K_{об}$  - капитальные вложения в подстанционное оборудование.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (95)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы подстанционного оборудования:

$$I_{AM} = 314,55 \cdot \frac{1}{20} = 15,73 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки для подстанционного оборудования:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (96)$$

где  $\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций:

$$I_{ЭКС} = 314,55 \cdot 0,059 = 18,56$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта по введению в эксплуатацию нового оборудования ПС «Павловка-1» 314,55 млн. руб при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 15,73 млн.руб/год, а на его эксплуатацию 18,56 млн.руб/год.

## 15 ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции «Павловка-1» предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ ПС «Павловка-1», прямой удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «А» устанавливаются элегазовые и вакуумные 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.

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

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

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

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

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

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ.

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

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

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

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

В качестве огнетушащих средств в данном дипломном проекте устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи 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>.

В РУ 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 водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями,

ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

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

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

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

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



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был предложен вариант реконструкции системы электроснабжения с центром питания ПС «Павловка-1» Приморского края. В качестве технического решения, обеспечивающего повышение надежности электроснабжения, была предложена замена устаревшего оборудования на современное. В процессе выполнения работы был проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, определены мощности трансформаторов КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электро-технического оборудования на ПС 110 кВ «Павловка-1». Рассчитаны зоны молниезащиты ПС и выполнен расчет защитного заземления ПС. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации маслонаполненного оборудования.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.: Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов. - 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008. -308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2003.

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

Приложение А Потребители 0,4 кВ

Наименование КТП	Потребитель	Количество	$P_{ном}$ (кВт)
№1	Дачи	30	-
	КНС (насосы)	3	22
	КНС (освещение)	80 м <sup>2</sup>	-
№2 «Водозабор»	Электродвигатели насосов	4	22
	Освещение	55 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев помещения	-	15
№3 «Вокзал»	Здание вокзала	400 м <sup>2</sup>	-
	Электродвигатели	6	1,5
«Котельная»	Электродвигатели насосов	4	200
	Освещение	200 м <sup>2</sup>	-
№ 66	Жилые дома	7	-
	Детский сад	300 мест	-
№ 82	Жилые дома	8	-
	Школа	300 мест	-
	Пожарное депо	400 м <sup>2</sup>	-
	Магазин	100 м <sup>2</sup>	-
	Больница	400 м <sup>2</sup>	-
«Насосная»	Электродвигатели насосов	2	5,5
	Освещение	55 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев	-	15
«Освещение промышленного узла»	Освещение	4000 м <sup>2</sup>	-
«Лесозаготовка»	Освещение	2000 м <sup>2</sup>	-
	Обогрев	-	25
	Деревообрабатывающие станки	8	5,5-15

Приложение Б Определение расчетных нагрузок 0,4 кВ

Наименование КТП	$P_{p\Sigma}$ (кВт)	$q_{p\Sigma}$ (квар)	$S_{p\Sigma}$ (кВА)
КТП №1	174,96	46,81	181,11
КТП №2 «Водозабор»	56,76	30,79	64,57
КТП №3 «Вокзал»	32,66	28,22	43,61
КТП «Котельная»	677,13	470,51	824,44
КТП № 66	574,81	121,86	587,12
КТП № 82	671,21	175,7	693,81
КТП «Насосная»	25,56	10,38	27,58
КТП «Освещение про- мышленного узла»	48	81,6	94,67
КТП «Лесозаготовка»	77,25	65,04	101,01

## Приложение В Расчет мощности трансформаторов КТП

Наименование КТП	$S_p$ (кВА)	$S_{pmp}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{знав}$	$n \times S_{mp}$ (кВА)
КТП №1	181,11	129,36	0,57	1,14	2×160
КТП №2 «Водозабор»	64,57	46,12	0,51	1,02	2×63
КТП №3 «Вокзал»	43,61	31,15	0,54	1,08	2×40
КТП «Котельная»	824,44	588,88	0,65	1,30	2×630
КТП № 66	587,12	419,37	0,46	0,92	2×630
КТП № 82	693,81	495,57	0,55	1,10	2×630
КТП «Насосная»	27,58	32,44	0,68	-	1×40
КТП «Освещение промышленного узла»	94,67	111,37	0,59	-	1×160
КТП «Лесозаготовка»	101,01	118,83	0,63	-	1×160